

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO DE JOINVILLE
CURSO DE ENGENHARIA NAVAL

TATIANE SCHIESTL APOLINARIO

ANÁLISE DO CUSTO DE SUBSTITUIÇÃO DO SISTEMA DE ANCORAGEM DE
PLATAFORMAS DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO

Joinville
2019

TATIANE SCHIESTL APOLINARIO

ANÁLISE DO CUSTO DE SUBSTITUIÇÃO DO SISTEMA DE ANCORAGEM DE
PLATAFORMAS DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de graduação em Engenharia Naval, da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus de Joinville, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheira Naval.

Orientador: Luiz Eduardo Bueno Minioli Eng.
MSc.

Joinville

2019

TATIANE SCHIESTL APOLINÁRIO

ANÁLISE DO CUSTO DE SUBSTITUIÇÃO DO SISTEMA DE ANCORAGEM DE
PLATAFORMAS DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado e aprovado para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Naval na Universidade Federal de Santa Catarina, Campus de Joinville.

Joinville (SC), 10 de Julho de 2019.

Banca Examinadora:

Prof. Luiz Eduardo Bueno Minioli, MSc. Eng.
Orientador

Prof. Thiago Pontin Tancredi, Dr. Eng.
Membro

Prof. Luis Fernando Peres Calil, Dr. Eng.
Membro

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus, primeiramente, por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades e concluir esta etapa de minha vida.

Aos meus pais, Jair e Laura, e meu irmão Thiago, por todo amor, incentivo e apoio incondicional. Meu muito obrigada por nunca terem medido esforços para me ajudar e por estarem sempre ao meu lado.

Ao meu orientador Luiz Eduardo Bueno Minioli, pelo suporte no pouco tempo que lhe coube, pela sua ajuda, compreensão, correções e incentivo.

Ao meu supervisor de estágio João Paulo Carrijo Jorge, por todo o seu conhecimento compartilhado, ideias, incentivo e confiança. E a todos da PROJSUB-BS pelo suporte e amizade.

Ao Gabriel Borsotto Thode, por todo carinho, apoio e incentivo, que se desdobrou em esforços para me ajudar durante a elaboração desse trabalho.

Aos amigos que Joinville e o Rio de Janeiro me proporcionaram, assim como os de longa data, que direta ou indiretamente colaboraram para a minha formação.

RESUMO

Desde a descoberta de bacias petrolíferas marinhas, o petróleo e o gás natural são as principais fontes de energia encontradas pelo mundo. Como apenas 10% das plataformas de produção no Brasil tem menos de 15 anos, os operadores começaram a antecipar os pedidos de extensão de suas concessões de petróleo e gás, surgindo assim a necessidade de estender a vida útil dessas unidades flutuantes. Essas unidades se caracterizam por apresentar deslocamentos (*offset*) sob à ação de forças ambientais, como ventos, ondas e correntes, tornando o projeto do sistema de ancoragem fundamental na garantia da integridade dos *risers* e sistema de produção. Seu posicionamento é garantido pelas linhas de ancoragem, que são estruturas flexíveis compostas, geralmente, por mais de um trecho. Com o intuito de estender a vida útil dessas unidades, este trabalho tem como objetivo analisar o comportamento das linhas de ancoragem compostas de mais de um material, dispostas em catenária elástica, estudando a resposta do deslocamento do sistema quando sujeito a forças externas. Na realização deste estudo, apresenta-se uma revisão bibliográfica e o desenvolvimento de um modelo para a análise do custo de substituição de um sistema de ancoragem composto de oito linhas com três trechos cada dispostas em catenária elástica. Ao final do estudo foi possível concluir que entre os casos analisados, o de menor custo foi o possui linhas compostas por amarra - cabo de aço – amarra fixadas por estacas torpedo.

Palavras-chave: Ancoragem. Plataforma flutuante. Catenária elástica. *Offset*.

ABSTRACT

Since the discovery of marine oil fields, oil and natural gas are the main sources of energy found throughout the world. As only 10% of production platforms in Brazil are less than 15 years old, operators have begun to anticipate requests for the extension of their oil and gas concessions, resulting in the need to extend the life of these floating units. These units are characterized by displacements (offset) under the action of environmental forces, such as winds, waves and currents, making the design of the mooring system fundamental in guaranteeing the integrity of the risers and production system. Its positioning is guaranteed by the mooring lines, which are flexible structures usually composed of more than one stretch. In order to extend the useful life of these units, this work aims to analyze the behavior of mooring lines composed of more than one material, arranged in elastic catenary, studying the response of the offset of the system when subjected to external forces. In this study, a literature review and the development of a model for the analysis of the replacement cost of an mooring system composed of eight lines with three sections each arranged in elastic catenary are presented. At the end of the study, it was possible to conclude that among the analyzed cases, the one with the lowest cost was the one having lines composed by cable - steel wire - cable fixed by "torpedo" anchor.

Keywords: Mooring. Floating platform. Elastic catenary. Offset.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Plataforma Semissubmersível.	19
Figura 2 – FPSO Cidade de Niterói.	19
Figura 3 – Plataforma SPAR.	21
Figura 4 – Sistema Convencional e <i>Taut-Leg</i>	22
Figura 5 – Representação das linhas de ancoragem do tipo <i>Spread Mooring</i> de um FPSO.	24
Figura 6 – Representação das linhas de ancoragem de ponto único de um FPSO.	25
Figura 7 – Tipos de <i>Turret</i>	26
Figura 8 – Guincho rotativo.	27
Figura 9 – <i>Chain-jack</i>	29
Figura 10 – Esquema evidenciando funcionamento do <i>chain stopper</i> e <i>chain stopper</i> da P-69.	30
Figura 11 – Mecanismo do <i>fairlead</i> e <i>fairleads</i> da plataforma P-69.	30
Figura 12 – Âncora de arraste convencional.	31
Figura 13 – Âncora de carga vertical.	32
Figura 14 – Estaca Torpedo.	32
Figura 15 – Estaca de sucção.	33
Figura 16 – Amarras compostas por elos com malhete.	34
Figura 17 – Configurações dos cabos de aço.	35
Figura 18 – Cabo de poliéster.	36
Figura 19 – Manilha de União.	37
Figura 20 – Gancho KS.	37
Figura 21 – Representação de um elemento de catenária elástica.	40
Figura 22 – Fluxograma da macro da ferramenta para a análise da plataforma base.	51
Figura 23 – Fluxograma da ferramenta para a otimização do custo das linhas do sistema de ancoragem.	54
Figura 24 – Distribuição das linhas de ancoragem.	56
Figura 25 – Gráfico da Força de restauração x Offset da plataforma base.	57
Figura 26 – Representação da linha 4.	58
Figura 27 – Sistema de ancoragem do Caso 2 na posição de equilíbrio.	59

Figura 28 – Resultados da catenária da linha 4 no programa Anflex.60

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Características principais do FPSO.....	48
Quadro 2 – Comprimento das linhas da plataforma base.....	49
Quadro 3 – Custo dos materiais em dólares americanos.....	54
Quadro 4 – Comprimento dos trechos e raio de ancoragem em metros.	58
Quadro 5 – Custo total (USD).....	59
Quadro 6 – Comparação dos resultados da linha 4.....	60

LISTA DE SIGLAS

ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CALM	<i>Catenary Anchor Leg Mooring</i>
COPPE	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
DICAS	Differential Complacence Anchorage System
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
FSO	<i>Floating Storage and Offloading</i>
FPU	<i>Floating Production Unit</i>
GRG	Gradiente Reduzido Generalizado
HMPE	<i>High Modulus Polyethylene</i>
LDA	Lâmina D'água
MBL	<i>Minimum Break Load</i>
MODU	<i>Mobile Offshore Drilling Unit</i>
OTC	<i>Offshore Technology Conference</i>
SGMB	Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil
TDP	<i>Touch Down Point</i>
TLP	<i>Tension Leg Platform</i>
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
VLA	<i>Vertical Load Anchor</i> (Âncora de Carga Vertical)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	17
1.2	Estruturação do trabalho	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	18
2.1	Plataformas flutuantes de produção.....	18
2.1.1	Plataforma semissubmersível	18
2.1.2	Navio.....	19
2.1.3	Tension Leg Platform (TLP)	20
2.1.4	Spar.....	20
2.2	Tipos de sistemas de ancoragem.....	21
2.2.1	Quanto ao tipo de linha de ancoragem	22
2.2.2	Quanto ao arranjo das linhas de ancoragem	23
2.3	Sistemas de tracionamento	27
2.3.1	Guincho Rotativo.....	27
2.3.2	Guincho alternativo ou chain-jack	28
2.4	Componentes dos sistemas de ancoragem	29
2.4.1	Mordente	29
2.4.2	Fairlead	30
2.4.3	Pontos Fixos	31
2.4.4	Linhas de ancoragem.....	34
2.4.5	Acessórios de Ligação	36
2.5	Formulação Matemática	38
2.5.1	Método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG).....	38
2.5.2	Equação de catenária elástica	40
2.5.3	Equacionamento Característico	41

3	METODOLOGIA	48
3.1	Características do FPSO	48
3.2	Sistema de Ancoragem	49
3.2.1	Plataforma base	49
3.2.2	Casos Analisados	49
3.3	Descrição do método.....	51
3.3.1	Ferramenta para a análise da plataforma base.....	51
3.3.2	Ferramenta para a otimização do custo das linhas do sistema de ancoragem 54	
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	56
4.1	Sistema original.....	56
4.2	Escolha do modelo de menor custo	57
5	CONCLUSÃO	62
	REFERÊNCIAS.....	64
	APÊNDICE A – ESPECIFICAÇÕES DOS MATERIAS DAS LINHAS DE ANCORAGEM.....	69
	APÊNDICE B – DADOS DE ENTRADA PARA OS CÁLCULOS DA PLATAFORMA BASE.....	70
	APÊNDICE C – RESULTADOS DOS CÁLCULOS DA PLATAFORMA BASE.....	71
	APÊNDICE D – DADOS DE ENTRADA PARA A FERRAMENTA 2	72
	APÊNDICE E – CÁLCULOS DO CASO 1	73
	APÊNDICE F - CÁLCULOS DO CASO 2.....	75
	APÊNDICE G - CÁLCULOS DO CASO 3	77
	APÊNDICE H – REPRESENTAÇÃO DE TODAS AS LINHAS DE ANCORAGEM COMPARANDO O PROJETO ORIGINAL COM OS 3 CASOS.....	79
	APÊNDICE I – COMPARATIVO DOS RESULTADOS DOS CASOS 1, 2, 3 E PROJETO ORIGINAL	83

1 INTRODUÇÃO

Na década de 1860, iniciou-se a procura por fontes de petróleo no Brasil, porém, diferente do intenso processo de descobertas que ocorreu em várias partes do mundo, mais de 70 anos se sucederam sem que se conseguisse encontrar jazidas de petróleo no Brasil (MORAIS, 2013).

Em 1864, devido a posse de concessões do governo do Império do Brasil, pequenos exploradores iniciaram a procura por jazidas de petróleo, assim como carvão e outros minerais, para substituir o óleo obtido a partir da pesca de baleias, que começava a se tornar caro e escasso em razão do aumento da demanda mundial pelo óleo. O governo decidiu participar diretamente das atividades de exploração, apenas em 1919, criando o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), de 1919 a 1933, e o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) a partir de 1934, diante da falta de descobertas de petróleo no Brasil e reconhecendo o risco que o país corria ao depender integralmente de combustíveis importados, realizando perfurações de poços em vários estados, sem conseguir encontrar nenhuma jazida importante (MORAIS, 2013).

Em 1938, após diversos países da América Latina já terem descoberto petróleo, o presidente Getúlio Vargas decidiu realizar ampla intervenção no setor, transformando as atividades petrolíferas em “serviços de utilidade pública” e instituiu o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), para dirigir a política do petróleo do país. No ano seguinte, os órgãos responsáveis pelas explorações descobriram a primeira acumulação de petróleo no estado da Bahia, em Lobato (DIAS; QUAGLINO, 1993).

O CNP, órgão encarregado da busca por petróleo, prosseguiu nos levantamentos geológicos e geofísicos, concentrando as perfurações nas áreas mais promissoras, mas sem encontrar jazidas comerciais. Em 1953, foi criada a Petrobras com a missão de resolver o problema da alta dependência brasileira do petróleo importado. A empresa descobriu importantes campos de petróleo nos estados do Nordeste, mas constatou que as descobertas em terra não seriam capazes de diminuir a dependência do petróleo importado, redirecionando as explorações para o mar, iniciando assim as perfurações de poços no litoral do Nordeste, em 1968, e na Bacia de Campos, em 1971(MORAIS, 2013).

Em 1974, ocorreu a primeira descoberta de petróleo na Bacia de Campos e nos anos seguintes, as descobertas realizadas levaram ao firme crescimento das reservas brasileiras, diminuindo gradativamente a dependência das importações. E em 2006, a produção passou a cobrir as necessidades do consumo nacional, alcançando-se a autossuficiência (MORAIS, 2013).

As descobertas na Bacia de Santos, em 2007, de reservas gigantes de petróleo na camada geológica do pré-sal, fizeram o Brasil dar um salto significativo no ranking mundial de reservas de petróleo. E com o início de sua exploração em 2008, o petróleo oriundo do pré-sal se tornou responsável por 55% dos derivados produzidos no país (TATEMOTO, 2018).

Como o petróleo e o gás natural são as principais fontes de energia encontradas pelo mundo, representando cerca de 53% da oferta de energia primária, a economia mundial gira em torno de seu preço e o Brasil precisa garantir que a exploração e a produção estejam ocorrendo de forma controlada, equivalente a boas práticas realizadas por toda a indústria (MONTEIRO, 2016). A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), criada em 1997, é o órgão regulador das atividades de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, e desde 2009 tem visto em auditorias que instalações de produção e perfuração offshore possuem problemas de integridade mecânica, principalmente as mais antigas, impulsionando assim, a agência reguladora a buscar um tratamento adequado a ser mantido nos casos em que as instalações excedessem a vida útil do projeto (definida como o período para o qual uma estrutura foi projetada para ser usada para sua finalidade com manutenção antecipada, mas sem necessidade de reparos substanciais (ISO 19900, 2013; PIRES et al., 2016).

Segundo Pires et al. (2016), a ANP constatou através de suas inspeções que a vida útil de projeto da maioria das plataformas offshore brasileiras é de 25 anos. No panorama brasileiro no final do ano de 2015, considerando o ano de construção da unidade como o marco zero, havia 146 plataformas de produção no Brasil, dentre elas 106 possuem mais de 25 anos, 19 possuem entre 16 e 25 anos e 21 possuem 15 anos ou menos.

Em 2014, os operadores que assinaram os primeiros contratos em 1998 começaram a antecipar os pedidos de extensão de suas concessões de petróleo e gás, aumentando a preocupação da equipe de segurança da ANP (CHETWYND, 2015). Com isso, os sujeitos de "envelhecimento" e "extensão de vida" estão

definitivamente sob estudo da ANP para garantir que o processo de extensão das concessões caminhe de mãos dadas com a validação do processo de extensão da vida (PIRES et al., 2016). Nessa situação, serão necessárias a realização de manutenção e trocas de peças e equipamentos nos diversos sistemas existentes, como: o da planta de processos, onde são realizados os processos de separação do petróleo, em óleo, água e gás e seu tratamento; o de carga e descarga do tanque, que transfere o óleo para os tanque e dos tanques para o navio aliviador; o de elevação e escoamento, por onde acontece a interligação da plataforma com os poços, assim como o escoamento de gás, incluindo os *risers*; o de ancoragem; auxiliares de segurança, inertização dos tanque, combate a incêndio, detecção de fogo e gás, e entre outros.

Em 2013, a indústria brasileira colocou essa questão em pauta, como no “Workshop FPSO - como estender a vida operacional” organizado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) e pela Society of Petroleum Engineers (SPE). Em 2015, o assunto foi abordado na OTC Brasil 2015 (CHETWYND, 2015) e pela ANP em seu workshop anual com a indústria (ANP, 2016). Em 2016, as empresas discutiram soluções para prolongar a vida útil de projetos submarinos e instalações de produção durante um seminário na OTC, Houston (KUSINSKI, 2016; PIRES et al., 2016).

Com os poços e as unidades antigas ainda em operação, tem-se a necessidade de se fazer a manutenção e substituição dos sistemas essenciais para o funcionamento e segurança deles. O presente trabalho apresenta um foco no sistema de ancoragem, responsável por manter a posição da plataforma, preservando a integridade dos equipamentos do sistema de elevação e escoamento. A ideia consiste no desenvolvimento de análise, usando técnicas de otimização disponíveis no programa Excel, para diminuir o custo da renovação das linhas de ancoragem de uma unidade flutuante, no sistema de ancoragem distribuída (*spread mooring*) ou de ponto único (*turret* ou *single point mooring*), dispostas em catenária elástica, composta por mais de um material e comparando os resultados obtidos com o programa Anflex que foi desenvolvido em parceria da Petrobras com a COPPE/UFRJ para a análise dinâmica e de vibrações livres de *risers* e linhas de ancoragem. O *software* tem por objetivo possibilitar fazer uma estimativa mais precisa dos esforços e tensões atuantes nos sistemas de ancoragem e *risers* (ANFLEX, 2017). A construção do modelo com o auxílio do Excel e os resultados obtidos são discutidos ao longo do texto.

1.1 Objetivos

O objetivo geral do presente trabalho é apresentar as etapas necessárias para realizar a análise de custo da substituição das linhas de ancoragem para uma plataforma de produção de petróleo. O estudo considera uma plataforma de petróleo com um sistema de ancoragem do tipo ponto único operando em águas profundas. Para a realização deste objetivo geral, propõe-se os seguintes objetivos específicos:

- a) Identificar e estudar os aspectos relevantes sobre os sistemas e linhas de ancoragem utilizados em plataformas de extração de petróleo;
- b) Estudar a formulação clássica de dimensionamento de linhas de ancoragem de um sistema flutuante;
- c) Elaborar um método de cálculo do custo de manutenção do sistema de ancoragem com base na otimização do comprimento das linhas de ancoragem;
- d) Apresentar os custos de manutenção das diferentes propostas e identificar aquela que possui o menor custo a partir das restrições utilizadas.

1.2 Estruturação do trabalho

Este trabalho é estruturado em cinco capítulos. O presente capítulo aborda a motivação, justificativa, objetivo e estruturação deste estudo. O capítulo 2 tem como propósito apresentar diferentes tipos de plataformas, assim como os diferentes sistemas de ancoragem, com suas características, arranjos e equipamentos. Em seguida, o capítulo 3 apresenta a metodologia de cálculo, juntamente com os dados e fórmulas utilizadas. O capítulo 4 aborda o estudo de caso apresentando a plataforma estudada, as variações analisadas e seus resultados. Por fim, no capítulo 5 são relatadas às considerações finais, conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados os principais fundamentos teóricos que substanciam o trabalho desenvolvido. Além disso, são discutidas as principais referências sobre o assunto.

2.1 Plataformas flutuantes de produção

As plataformas podem ser classificadas em fixas, que são aquelas que estão apoiadas diretamente no solo, e as flutuantes, que são estruturas posicionadas por sistemas de ancoragem (AMORIM, 2010).

A seguir serão apresentados apenas os tipos mais comuns de plataforma flutuante de produção, já que essas são as que apresentam sistemas de ancoragem (API, 2005).

2.1.1 *Plataforma semissubmersível*

Foi o primeiro tipo de plataforma flutuante utilizado na produção de petróleo. É derivada da chamada plataforma submersível, que é pensada apenas para perfuração, onde a sonda de perfuração era montada sobre a plataforma. A plataforma submersível era rebocada, onde a mesma era lastreada até o casco pousar no leito marinho de águas rasas. Posteriormente este tipo de plataforma passou a ser ancorada, dando origem à plataforma submersível ancorada para produção de petróleo. Mais à frente o conceito foi utilizado em plataformas de produção. Existem plataformas semissubmersíveis que originalmente eram plataformas de perfuração e foram convertidas para plataformas de produção (PONS, 2017).

Na Figura 1 pode-se ver que a plataforma semissubmersível, consiste de uma estrutura, de um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores (*pontoons*) submersos que permitem que a mesma se situe na superfície da água (CARBONO, 2005). A estabilidade da plataforma é provida pela inércia da área de linha d'água e como essa área é pequena, os efeitos das condições de mar são minimizados.

Figura 1 – Plataforma Semissubmersível.



Fonte: Petronotícias (2015).

2.1.2 Navio

Segundo Lacerda (2005), este tipo de unidade estacionária de produção (UEP), comumente chamada de FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), consiste na utilização de um navio ancorado que recebe fluídos de um reservatório submarino através de *risers* acoplados às instalações de produção de bordo, separando os fluídos em petróleo bruto, gás natural, água e impurezas. O petróleo bruto é armazenado nos tanques de carga do navio, sendo descarregado em navios aliviadores ou *shuttle tanker* para entrar no mercado ou serem levados a refinarias em terra.

O casco deste navio pode ser proveniente de navios petroleiros desativados, ou especialmente projetados para este fim, sendo este último, atualmente, o tipo mais comumente empregado (PONS, 2017).

Figura 2 – FPSO Cidade de Niterói.



Fonte: MODEC (2009).

Além de FPSO, existem algumas variantes e subdivisões quanto a sistemas que também podem ser empregados neste tipo de embarcação, como por exemplo, uma FSO (Floating Storage and Offloading unit), que somente recebe o óleo de outras plataformas, geralmente fixas ou semissubmersíveis, e exporta para navios aliviadores. Há também as denominadas *Floating Production Unit* (FPU), as quais somente realizam a produção de petróleo, com a consequente exportação da produção através de dutos, como realizado pelas plataformas semissubmersíveis.

2.1.3 Tension Leg Platform (TLP)

Este tipo de unidade é amplamente utilizado na exploração, produção e processamento de petróleo e gás em águas profundas. A geometria do casco lembra a plataforma semissubmersível (CARBONO, 2005), e são ancoradas por tendões fixos no corpo flutuante da plataforma e no fundo do mar por estacas, e mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma. Através desses tendões tubulares verticais altamente tensionados, a ancoragem praticamente suprime os movimentos verticais da plataforma. Este tipo de unidade traz a vantagem de permitir a chamada completação seca, reduzindo os custos de instalação dos sistemas de produção submarinos, pois permite a instalação de diversos equipamentos sobre a planta de produção, que em uma unidade flutuante comum são instalados no leito marinho, como em uma unidade fixa.

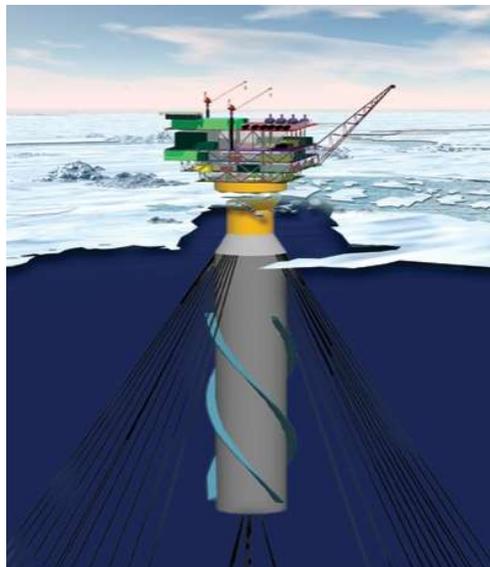
2.1.4 Spar

A plataforma *Spar* consiste basicamente de um grande casco cilíndrico com sistemas de amarração e *risers* (CHAKRABARTI, 2005), como pode ser visto na Figura 3. Para garantir a estabilidade da unidade é necessário um lastro fixo nos tanques ou estruturas inferiores. Existem três variações quanto ao casco de plataformas *Spar*:

- I. A *Spar* clássica, com casco cilíndrico;
- II. *Cell Spar*, ou *Spar* em células, onde o casco é formado por um conjunto de cilindros;
- III. *Truss Spar* ou *Spar* em treliça, onde a parte superior do casco é cilíndrica e a parte inferior é uma estrutura de treliças.

As plataformas *Spar* são usualmente ancoradas por sistemas tradicionais, tal como o de uma Semissubmersível. E possui a vantagem de permitir a completação seca, como uma TLP.

Figura 3 – Plataforma SPAR.



Fonte: ABRANTES (2011).

2.2 Tipos de sistemas de ancoragem

Denomina-se sistema de ancoragem o conjunto de elementos estruturais responsáveis por fornecer força de restauração para manter ou retornar a unidade flutuante para a posição de equilíbrio. O sistema de ancoragem é composto por linhas de ancoragem que conectam a unidade flutuante às fundações, transmitindo as solicitações ao solo.

Nas linhas de ancoragem, as amarras e cabos podem ser compostas de diversos materiais com composições diferentes de aço e materiais sintéticos, como a poliamida (comercialmente conhecido como nylon) e o poliéster. Os elementos de fundação são âncoras, que variam o tipo dependendo da natureza da solicitação.

Classifica-se o tipo de configuração de linhas de ancoragem de acordo com a disposição geométrica delas, podendo-se citar a ancoragem convencional (linhas de ancoragem assumindo configurações em catenária), a ancoragem *taut-leg* e a ancoragem vertical utilizando tendões.

Classifica-se o sistema de ancoragem quanto à disposição das linhas em relação à unidade flutuante, como *turret* e *spread mooring*.

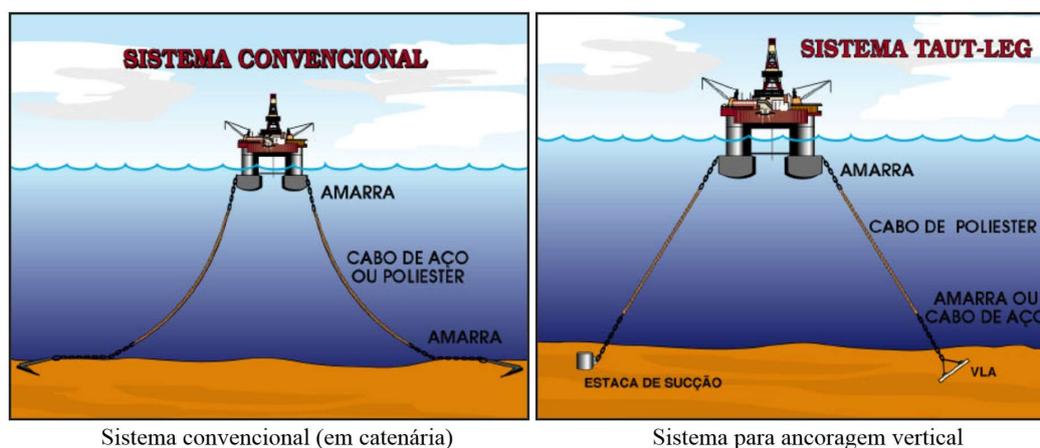
A seguir, serão apresentadas as classificações adotadas quanto ao tipo de linha de ancoragem e seus arranjos.

2.2.1 Quanto ao tipo de linha de ancoragem

2.2.1.1 Catenária ou convencional

O sistema de em catenária, apresentado na Figura 4, é composto usualmente por várias linhas do tipo amarra – cabo – amarra, onde normalmente são usadas amarras com malhete e cabos de aço de seis pernas trançadas ou cabos de aço *spiral strand*, conectadas às âncoras de resistência horizontal, de baixa penetração, (PONS, 2017).

Figura 4 – Sistema Convencional e Taut-Leg.



Fonte: BICO (2013, p. 17).

A ancoragem em catenária mantém a unidade flutuante em uma locação através da força de restauração das linhas, na qual provém do peso do trecho da amarra de fundo, que é suspenso conforme a unidade se afasta da âncora quando a plataforma sofre uma excitação devido forças ambientais. Desta forma, a distância plana entre o *fairlead* e a âncora é tipicamente igual a três vezes a profundidade, aumentando assim o custo da linha, devido a necessidade deste grande trecho no fundo, geralmente de amarra (ALBRECHT, 2005).

A ancoragem em catenária convencional, devido às características dinâmicas dos sistemas e à características operacionais, é mais utilizada em lâminas d'água rasas (PONS, 2017).

2.2.1.2 Taut-leg

As linhas de ancoragem em *taut-leg*, representado na Figura 4, são usualmente compostas por âncoras capazes de suportar cargas horizontais e verticais, e trechos de amarra – cabo – amarra, onde os cabos são de fibra sintética, normalmente poliéster.

A força de restauração que este tipo de linha de ancoragem promove vem da elasticidade dos cabos de fibra sintética, o que faz a projeção horizontal de uma linha em *taut-leg* ser apenas um pouco maior que a profundidade (PONS, 2017 e KAWASAKI, 2010).

Este sistema confere uma rigidez maior do que a de um sistema convencional, representando uma vantagem do ponto de vista do projeto do sistema de *risers*, devido a redução dos *offsets* da unidade flutuante.

2.2.1.3 Semi-taut

O sistema *semi-taut* é uma combinação do convencional com o *taut-leg* (HAMMOUTENE, 2006), sendo semelhantes as linhas *taut-leg*, porém possuem um pequeno trecho apoiado no leito marinho. Com isso, para pequenos movimentos da plataforma, a variação do peso suspenso atua como a força de restauração, como numa catenária, e para movimentos maiores, a linha passa a atuar como uma *taut-leg* (PONS, 2017).

Os sistemas *semi-taut* e *taut-leg* são mais adequados para aplicação em águas profundas do que o sistema convencional. Eles possuem linhas de ancoragem mais curtas e requerem menos espaço no leito marinho, com isso, as linhas são mais curtas, resultando em uma economia de material (HAMMOUTENE, 2006).

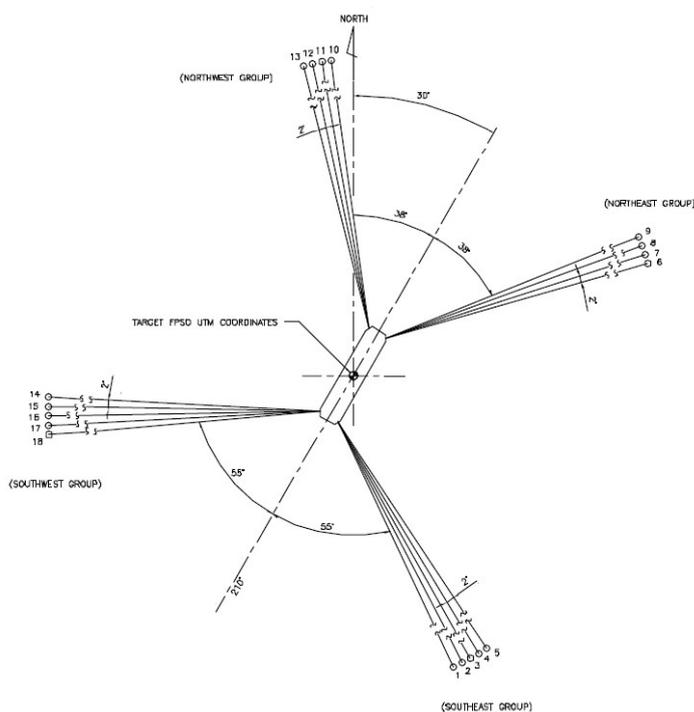
2.2.2 Quanto ao arranjo das linhas de ancoragem

2.2.2.1 Spread mooring

O sistema *spread mooring* é caracterizado pela distribuição das linhas de ancoragem em torno da embarcação (KAWASAKI, 2010), como se observa na Figura 5. Neste sistema, as linhas podem ser de corrente, cabo de aço, corda de fibra sintética ou uma combinação das três e são utilizadas, normalmente, as âncoras de arrasto e estacas de ancoragem (SVALASTOG, 2017).

Atualmente, por necessidades de minimizar o conflito entre as linhas de ancoragem e os *risers* e para criar canais abertos de navegação para as embarcações de apoio, as linhas de ancoragem são agrupadas em *clusters*. O número de *clusters* pode estar associado à geometria da plataforma, quando isto é cabível, sendo igual ao número de *corners* que a mesma possui (PONS, 2017).

Figura 5 – Representação das linhas de ancoragem do tipo *Spread Mooring* de um FPSO.



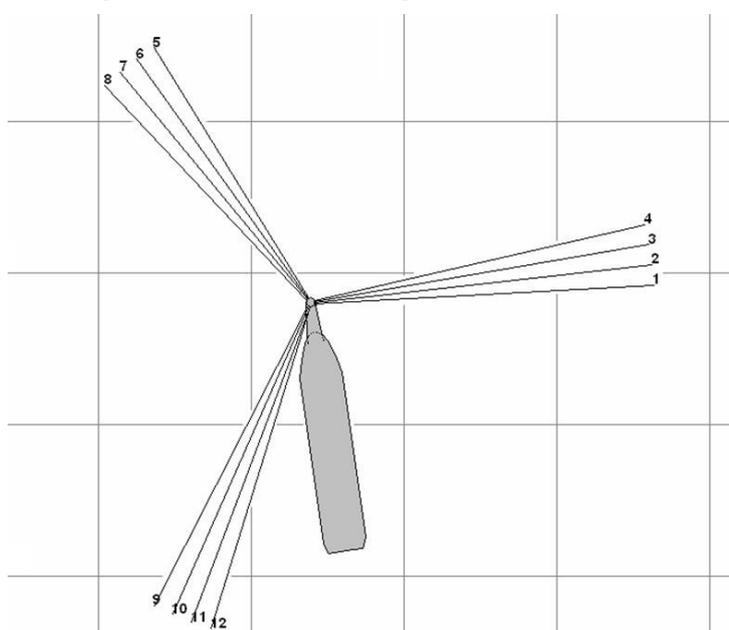
Fonte: SILVA (2017, p. 11).

2.2.2.2 Ancoragem de ponto único

Este sistema é mais conhecido como *turret mooring*, que consiste na chegada das amarras diretamente no *turret* (torreta ou torreão), por fora dos *risers* que estão

localizados mais para o centro do *turret* e dispostas de maneira circular com mesmo raio em relação ao centro do *turret*, representado na Figura 6 (MEDEIROS, 2015). Este sistema é usualmente aplicado em plataformas que tenham coeficiente de força muito diferente entre dois eixos, permitindo que a unidade flutuante gire livremente ao redor das linhas, alinhando-se com a direção das cargas ambientais predominantes, reduzindo assim os esforços atuantes no sistema de ancoragem e na plataforma (KAWASAKI, 2010).

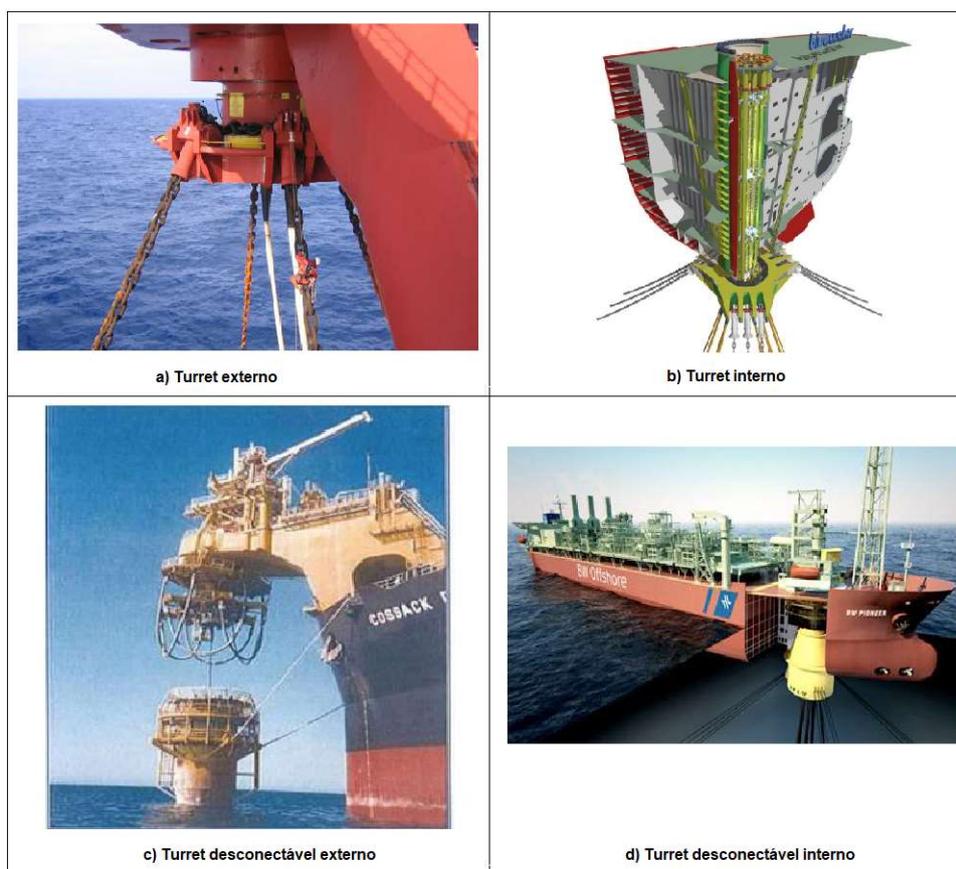
Figura 6 – Representação das linhas de ancoragem de ponto único de um FPSO.



Fonte: SILVA (2017, p.15).

Todos os equipamentos de ancoragem descritos mais adiante, assim como aqueles que compõem o sistema de elevação e escoamento encontram-se no compacto módulo que é o *Turret* (MEDEIROS, 2015).

Além da vantagem de permitir um livre movimento de rotação do navio, permite uma aproximação e alinhamento seguro do navio aliviador antes e durante a operação de alívio e requer apenas uma estação de *offloading* na popa do navio, além de suportar uma condição de mar mais adversa como crítica para suspender o *offloading*. Porém, devido a esta liberdade de movimentação, o desgaste no qual são submetidos os *risers* torna-se maior nesta configuração, sobretudo pelo movimento de *pitch*. Além de ser uma escolha mais custosa e arriscada já que poucas empresas no mundo detêm essa tecnologia (MEDEIROS, 2015).

Figura 7 – Tipos de *Turret*.

Fonte: MEDEIROS (2015, p. 17).

Segundo Medeiros (2015) e como apresentado na Figura 7, o *turret* pode se apresentar das seguintes maneiras:

- I. *Turret* externo: consiste de uma estrutura fixada na proa ou popa do navio e projetada para fora do casco. Os *risers* e as linhas de ancoragem passam e são fixadas na parte central do *turret*, que é fixa. Este sistema é aplicado em locais com condições de mar calmo a moderado, tem menor número de *risers* e geralmente é menos custoso;
- II. *Turret* interno: é semelhante ao externo, exceto pelo fato de a estrutura estar inserida diretamente no casco da unidade flutuante, fazendo assim com que seja possível adequar melhor o projeto para receber uma grande quantidade de *risers*;
- III. *Turret* desconectável interno/externo: é um sistema de ancoragem desconectável por boia *turret* (*Turret* submersível), onde o FPSO é desconectado do *turret* em caso de condições adversas e deslocado até um local abrigado, evitando o risco de ruptura de *risers*, cabos de

ancoragem ou danos na plataforma, por isso é utilizado em regiões com maior possibilidade de grandes tornados ou *Icebergs*;

- IV. *Turret* externo com “*CALM-Yoke*”: consiste de uma monoboia, cuja conexão entre esta e o casco é através do Yoke, sobre o qual passa a linha de produção. O conjunto é projetado para receber o sistema de ancoragem, os *risers* e os esforços do navio;
- V. *Turret* externo com “*Tower-Yoke*”: é semelhante à *CALM-Yoke*, porém ao invés da monoboia utiliza-se uma estrutura rígida ancorada diretamente ao leito marinho, como uma pequena jaqueta.

2.3 Sistemas de tracionamento

2.3.1 Guincho Rotativo

É o sistema de tracionamento mais antigo e pode ser aplicado a cabos ou amarras. É ativado por motores elétricos, que fornece força motriz para um motor hidráulico que atua, em caso de cabos, um tambor ou, em caso de amarras, uma coroa de barbotin, que é semelhante a uma roda especialmente projetada para os elos de amarra se encaixarem nela.

Figura 8 – Guincho rotativo.



Fonte: PONS (2017, p. 25).

Os guinchos rotativos, mostrado na Figura 8, usualmente equipam as plataformas de perfuração (sondas) ancoradas, e as plataformas de produção mais antigas. Nas plataformas semissubmersíveis mais antigas, onde o sistema de ancoragem é disposto em quatro *clusters*, geralmente eles se apresentam com um guincho por *cluster* e uma coroa de barbotin por linha de ancoragem. Nestas unidades, o *chain stopper* é substituído por um sistema de travamento da rotação da coroa de barbotin, fazendo com que a amarra fique sempre passada na coroa. Já nas plataformas de produção mais modernas, como os FPSOs, se observam guinchos com coras de barbotin horizontais, com uma por *cluster*, de modo que a cada movimentação é necessário passar a amarra em questão pela coroa.

A vantagem deste sistema é a alta velocidade em recolher (trazer) ou pagar (devolver) amarra, porém como desvantagem ele apresenta o risco de a amarra escapar da coroa de barbotin e sair descontroladamente do paiol (PONS, 2017).

2.3.2 Guincho alternativo ou *chain-jack*

É o sistema de tracionamento típico em FPSOs modernos. Na maioria dos sistemas, representado na Figura 9, o *chain-jack* é disposto sobre trilhos, de modo que um único equipamento possa ser movimentado para atender todo o *cluster*, já em algumas plataformas semissubmersíveis mais modernas é utilizado um *chain-jack* fixo por linha de ancoragem.

A tarefa principal deste sistema, que se baseia em dois macacos hidráulicos paralelos, é fornecer o poder de puxar para a conexão e pré-tensionamento da linha de amarração da FPSO. Ele também pode realizar o re-tensionamento, assim como a eventual substituição da linha de amarração. Este sistema é mais lento que os guincho rotativos, mas não existe a possibilidade de a amarra escapar e descer descontroladamente, tornando-o mais seguro para cargas mais altas.

Figura 9 – *Chain-jack*.

Fonte: PONS (2017, p. 26).

2.4 Componentes dos sistemas de ancoragem

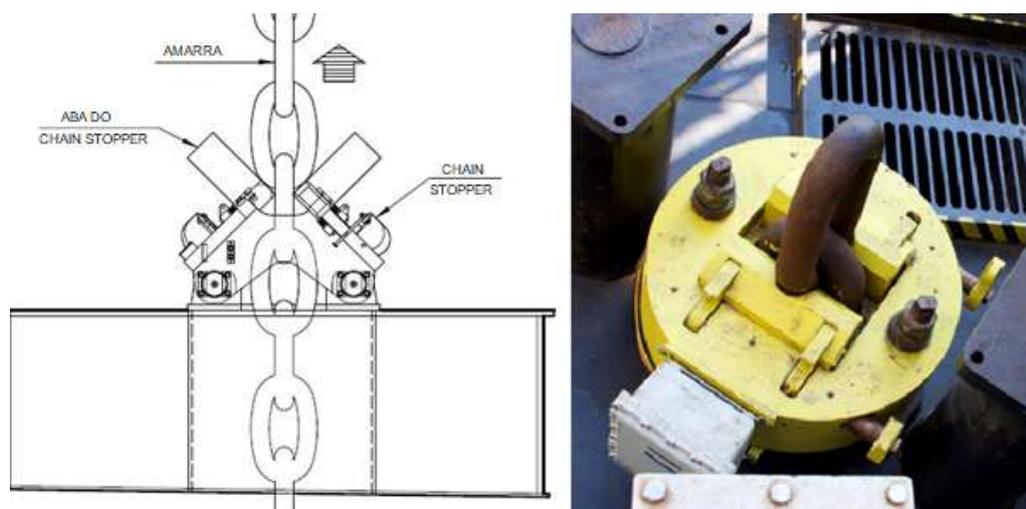
Além dos equipamentos, são necessários alguns outros componentes no sistema de ancoragem. A seguir serão apresentados os principais.

2.4.1 *Mordente*

O mordente ou *chain stopper* é utilizado para fazer a conexão da amarra superior como casco, transferindo a carga do topo da linha de ancoragem para a plataforma.

A Figura 10 mostra o *chain stopper*, que é composto por um par de abas ou *flaps* articulados, onde há espaço para passar o elo da amarra axialmente em uma direção, mas seja travado ao tentar se deslocar na direção oposta à permitida. Para cada linha de ancoragem existe um *chain stopper* e como a maioria deles só recebem amarras que venham verticalmente de baixo para cima, faz-se necessária a utilização dos *fairleads* (SILVA, 2017).

Figura 10 – Esquema evidenciando funcionamento do *chain stopper* e *chain stopper* da P-69.

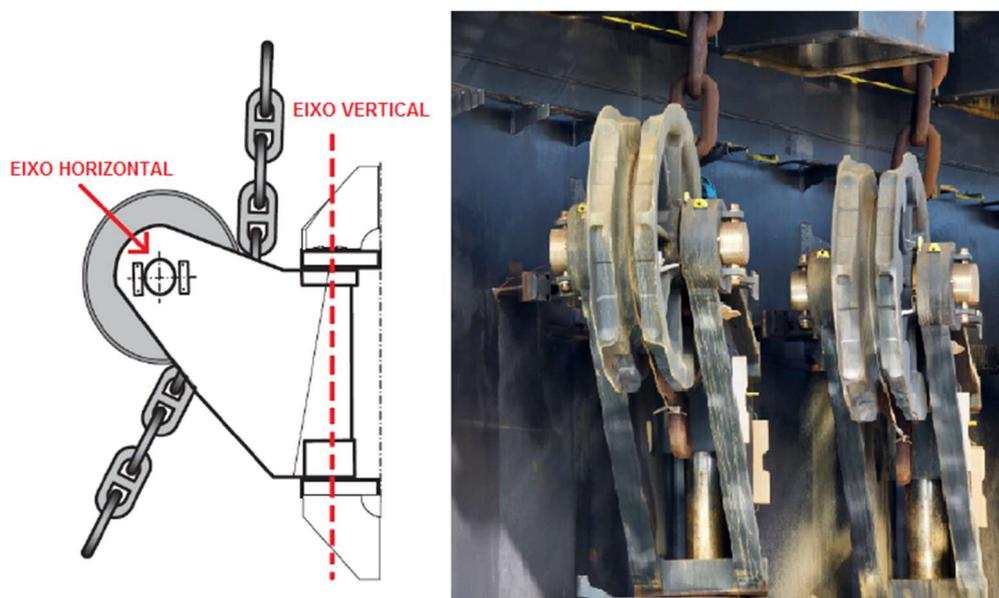


Fonte: Adaptado de SILVA (2017, p. 12).

2.4.2 Fairlead

Os *fairleads* são polias que direcionam a chegada das amarras aos equipamentos de tracionamento, desviando-as para a vertical na sua chegada à unidade flutuante, como pode ser observado na Figura 11. Normalmente são instaladas no casco das unidades no sistema *Spread Mooring*, próximo a quilha (MEDEIROS, 2015).

Figura 11 – Mecanismo do *fairlead* e *fairleads* da plataforma P-69.



Fonte: Adaptado de SILVA (2017, p.13).

Os *fairleads* recebem os esforços horizontais da linha de ancoragem responsáveis por restaurar a posição da plataforma.

2.4.3 Pontos Fixos

Neste item serão apresentados os principais tipos pontos fixos utilizados nas estruturas marítimas flutuantes.

2.4.3.1 Âncora de arraste convencional

É constituída por uma haste articulada ou fixa, que dá o ângulo de ataque para o cravamento no solo e é instalada por meio de uma embarcação responsável por lançá-la e puxá-la, gerando assim uma baixa penetração. Com isso, a âncora convencional não resiste as componentes de cargas verticais e, portanto, é utilizada em linhas de ancoragem em catenária (MELLO e BOGOSSIAN, 1998).

Figura 12 – Âncora de arraste convencional.



Fonte: PONS (2017).

2.4.3.2 VLA (Âncora de Carga Vertical)

Este tipo de âncora foi desenvolvido para utilização em ancoragens *taut-leg*, pois sua condição após instalada é propícia para suportar cargas verticais, sendo uma âncora de arraste de alta penetração (COSTA, 2008). A âncora VLA reduz o raio de ancoragem, sendo apropriada para solos arenosos ou argilosos e possui um processo de instalação muito semelhante ao de uma convencional. Este tipo de âncora se

presta particularmente à ancoragem de plataformas de produção em lâminas d'água profundas, mas também pode ser usada em plataformas de perfuração (PONS, 2017).

Figura 13 – Âncora de carga vertical.



Fonte: VRYHOF (2018).

2.4.3.3 Estaca torpedo

Como o nome diz, é uma estaca em forma de torpedo, feita de aço tubular de ponta fechada com geometria cônica, preenchida com uma mistura de concreto e sucata de aço de várias dimensões, que tem por objetivo atingir a maior massa específica possível (COSTA, 2008).

Figura 14 – Estaca Torpedo.



Fonte: KAWASAKI (2010, p.30).

A estaca torpedo foi desenvolvida pela Petrobras, e é engastada no solo submarino por queda livre. Inicialmente, foi utilizada apenas para a ancoragem de linhas flexíveis, impedindo que os esforços de tração chegassem até a ANM (MEDEIROS, 2002). Já no início de 2002, passou a ser utilizada na ancoragem de plataformas de perfuração e com a sua boa performance, começou a ser utilizada também em unidades do tipo MODU e FPSO. A estaca torpedo começou a ser escolhida no lugar de âncoras do tipo VLA devido a facilidade e rapidez de instalação (BRANDÃO et al.,2006).

2.4.3.4 Estaca de sucção

Semelhante à um copo de cabeça para baixo, é instalada da seguinte forma: a estaca de sucção é posicionada no solo com a extremidade aberta voltada para baixo, em que penetrará uma dada profundidade em virtude do peso próprio. Através de um orifício na parte superior, a água no interior da estaca é sugada e a mesma penetra o solo devido a diferença de pressão criada. Embora tenha sido desenvolvida para solos argilosos moles, essa também pode ser empregada em solos arenosos (SILVA, 2008).

Figura 15 – Estaca de sucção.



Fonte: PONS (2017, p. 32).

2.4.3.5 Estaca grauteada

Segundo Pons (2017), um furo no solo é produzido por uma sonda de perfuração e após a estaca ser colocada no furo, o mesmo é cimentado (*grouting*).

Este tipo de ponto fixo é indicado apenas para solos rochosos devido ao seu elevado custo de instalação, onde as demais âncoras de carga vertical não podem ser instaladas.

2.4.4 Linhas de ancoragem

As linhas de ancoragem são compostas por elementos lineares e de conexão, ligando o ponto fixo até o *chain stopper*. Esses elementos lineares podem ser compostos de um determinado material ou por uma associação de materiais distintos, dependendo das exigências a serem atendidas pelo sistema de ancoragem (KAWASAKI, 2010).

2.4.4.1 Amarra

A amarra é a denominação comum na indústria do petróleo de uma corrente com elos de aço, que pode ser fabricada a partir de diversos graus de aço, e que pode conter ou não o malhete, que é uma peça transversal posta a meio elo, que possui a função de evitar que a amarra embole durante o manuseio e melhorar o desempenho à fadiga, aumentando a distribuição da tração no elo, conforme pode ser observado na Figura 16.

Figura 16 – Amarras compostas por elos com malhete.



Fonte: BICO (2013, p. 21).

A amarra pode romper por fadiga ou por ultrapassar a carga de ruptura nominal. Em corpos flutuantes, ela terá sua vida reduzida se estiver trabalhando com

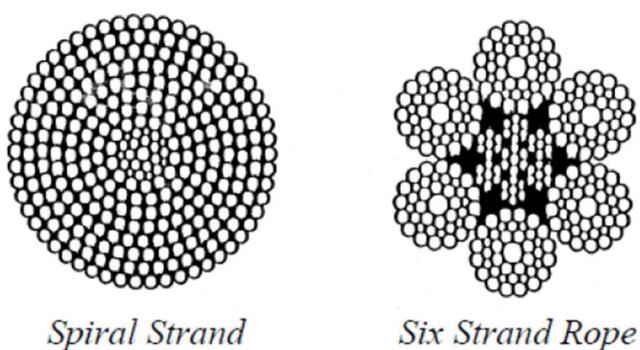
trações elevadas, por isso, é recomendável que se trabalhe com trações correspondentes a 1/3 da sua tração de ruptura (LACERDA, 2005).

Segundo Pons (2017), também são utilizados os chamados rabichos de amarra ou simplesmente rabichos, que são trechos curtos de amarra, geralmente menores que 20m, usados como elementos de transição, necessários por especificidades operacionais, entre cabos e cabos ou entre cabos e trechos longos de amarras.

2.4.4.2 Cabo de Aço

Os cabos de aço são formados por fios de aço enrolados e agrupados, formando o que se chama de perna. Os principais tipos de cabo de aço empregados na ancoragem de unidades flutuantes, representados na Figura 17. Podem ser formados por cabos de seis pernas (*six strand*), onde as pernas são trançadas em torno de uma alma, e cabos *spiral strand*, onde são dispostas camadas concêntricas consecutivas, enroladas em direções opostas. Os cabos de seis pernas são mais flexíveis, contudo apresentam torção, eles são mais utilizados em unidades de perfuração devido ao seu fácil manuseio. Já os cabos *spiral strand* são mais rígidos, porém não apresentam torção, sendo mais utilizados em unidades de produção devido à sua resistência e durabilidade (PONS, 2017 e BICO, 2013).

Figura 17 – Configurações dos cabos de aço.



Fonte: KAWASAKI (2010, p. 23).

2.4.4.3 Cabo de Material Sintético

Os cabos de materiais sintéticos são formados pela associação de fios traçados, formando cordas agrupadas que podem ter diversas construções, variando valores de parâmetros como a relação carga de ruptura sobre diâmetro, elasticidade e acomodação inicial. Dentre os materiais sintéticos utilizados destacam-se a aramida, o *high modulus polyethylene* (HMPE), a poliamida, comercialmente conhecida como *nylon* e o poliéster, sendo este último o mais utilizado (KAWASAKI, 2010).

A Petrobras foi pioneira no uso de cabos de poliéster, Figura 18, em sistemas de ancoragem nos anos 90 (FLORY et al., 2007), permitindo a exploração de petróleo em águas profundas e ultra profundas com completação molhada, pois existe uma limitação em relação ao peso submerso das amarras e cabos de aço que inviabilizava o sistema de ancoragem para grandes lâminas d'água. Além disso, proporcionou uma diminuição no raio de ancoragem, já que a restauração é realizada pela elasticidade do cabo de poliéster (LACERDA, 2005).

Figura 18 – Cabo de poliéster.



Fonte: PONS (2017, p.34).

2.4.5 Acessórios de Ligação

Os principais acessórios para a união de dois elementos são: o elo Kenter, desmontável em 3 partes, com um pino cônico para fixação e projetado para ligar elos comuns de amarras; e as manilhas, constituídas por uma barra de aço em forma de U, com um pino atravessado entre as duas extremidades, como apresentado na Figura 19, projetadas para ligar elos finais entre si ou elos finais a âncoras (PONS, 2017 e PEREIRA, 2014).

Figura 19 – Manilha de União.



Fonte: PONS (2017, p. 35).

Para a união de três elementos são utilizadas placas triangulares ou *delta plate*. O gancho KS, Figura 20, e a manilha pino mola são utilizados para a conexão e desconexão de tramos da linha de ancoragem no fundo do mar.

Figura 20 – Gancho KS.



Fonte: PONS, 2017.

2.5 Formulação Matemática

Nesta seção são apresentadas as formulações do problema de linhas de ancoragem em regime submerso e os métodos utilizados para solucionar o problema.

2.5.1 Método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG)

O método do GRG foi apresentado por Abadie e Carpentier (1969) para solucionar problemas de programação matemática com uma função objetiva não linear e restrições lineares. Este método é o mais empregado na resolução de problemas com múltiplas respostas, devido a sua facilidade de implantação e de seu algoritmo estar disponibilizado no pacote *Solver* que acompanha o programa Microsoft Excel (KÖKSOY; YALCINOZ, 2006).

Segundo Pereira (2007), considera-se o problema geral de programação não-linear escrito sob a seguinte forma, de forma a minimizar $f(x)$ sujeito a:

$$h_k(\vec{x}) = 0 \quad (k = 1, 2, \dots, mi) \quad (1)$$

$$g_j(\vec{x}) \leq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (2)$$

$$l_i \leq x_i \leq u_i \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (3)$$

Por meio do uso de uma variável de folga para cada restrição de desigualdade transformando-os em problemas com restrições de igualdade:

$$h_k(\vec{x}) = \vec{0} \quad (k = 1, 2, \dots, mi) \quad (4)$$

$$g_j(\vec{x}) + x_{j+n} = 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (5)$$

$$l_i \leq x_i \leq u_i \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (6)$$

$$x_{j+n} \geq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (7)$$

A equação 5 requer a adição de m variáveis de folga não negativas, originando um aumento no número de variáveis.

O vetor \vec{x} contém agora as n variáveis originais mais as m variáveis de folga. Por conveniência, escreve-se \vec{x} da seguinte forma:

$$\vec{x} = \begin{Bmatrix} z \\ y \end{Bmatrix} \quad (8)$$

onde z é o vetor das variáveis independentes e y é o vetor das variáveis dependentes.

Uma vez que existem somente restrições de igualdade, simplifica-se o problema para minimizar $f(z, y)$ sujeito a:

$$h_j(\vec{x}) = 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m + mi) \quad (9)$$

$$l_i \leq x_i \leq u_i \quad (i = 1, 2, \dots, n + m) \quad (10)$$

Faz-se o cálculo das derivadas da função objetiva e das restrições:

$$df(\vec{x}) = \nabla_z f(\vec{x}) \cdot dz + \nabla_y f(\vec{x}) \cdot dy \quad (11)$$

$$dh_j(\vec{x}) = \nabla_z h_j(\vec{x}) \cdot dz + \nabla_y h_j(\vec{x}) \cdot dy \quad (j = 1, \dots, m + mi) \quad (12)$$

Fazendo $\nabla_z h_j(\vec{x}) = A$ e $\nabla_y h_j(\vec{x}) = B$, tem-se:

$$dh_j(\vec{x}) = A \cdot dz + B \cdot dy \quad (13)$$

Para qualquer variação de dz o valor de $dh(\vec{x})$ é igual a zero, tem-se dy nas variáveis dependentes como:

$$dy = B^{-1}A \cdot dz \quad (14)$$

Substituindo a equação 14 em 11, tem-se:

$$df(\vec{x}) = \nabla_z f(\vec{x}) \cdot dz - \nabla_y f(\vec{x}) \cdot [B^{-1}A]dz \quad (15)$$

Logo,

$$G_R = \frac{df(\vec{x})}{dz} = \nabla_z^T f(\vec{x}) - [B^{-1}A]\nabla_y f(\vec{x}) \quad (16)$$

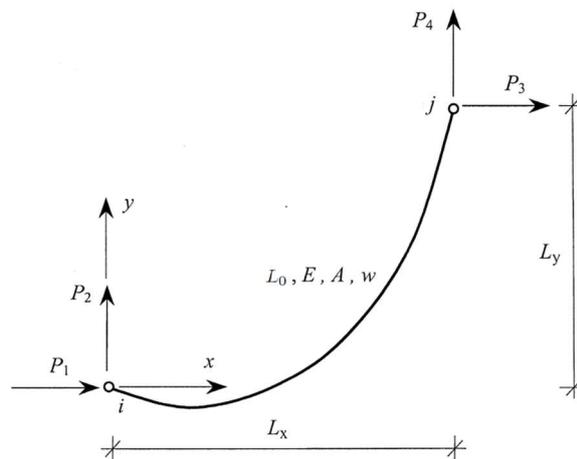
onde G_R é o gradiente reduzido generalizado, utilizado para determinar a direção de procura d , que corresponde ao gradiente reduzido com sinal negativo.

Fazendo a atualização do vetor y , calcula-se a nova solução para o problema e ao se encontrar um mínimo nesta direção, o processo repete-se até que se consiga a convergência.

2.5.2 Equação de catenária elástica

É chamada curva catenária a forma geométrica assumida por um cabo ou amarra sob a ação do peso próprio suportado nas extremidades. Para a porção submersa das linhas de ancoragem, utiliza-se as equações de catenária elástica, conforme apresentada por Karoumi (1998).

Figura 21 – Representação de um elemento de catenária elástica.



Fonte: Modificado de KAROUMI (1998, p.399).

Um dos nós da linha é fixado na origem, como apresentado na Figura 21, enquanto as projeções do outro podem ser escritas no sistema de coordenadas cartesianas como:

$$L_x = -P_1 \left[\frac{L_0}{EA} + \frac{1}{w} \ln \left(\frac{P_4 + T_j}{T_i + P_2} \right) \right] \quad (17)$$

$$L_y = \frac{1}{2EA} (T_j^2 + T_i^2) + \frac{T_j - T_i}{w} \quad (18)$$

$$T_i = \sqrt{P_1^2 + P_2^2} \quad (19)$$

$$T_j = \sqrt{P_3^2 + P_4^2} \quad (20)$$

Onde:

L_x : é a projeção da linha em x ;

L_y : é a projeção da linha em y ;

L_0 : é o comprimento indeformado da linha;

T_i : é a tração no nó i ;

T_j : é a tração no nó j ;

w : é o peso da linha por unidade de comprimento;

EA : é a rigidez axial da linha;

P_1 : é a reação horizontal do nó i ;

P_2 : é a reação vertical do nó i ;

P_3 : é a reação horizontal do nó j ;

P_4 : é a reação vertical do nó j .

As reações nos nós podem ser relacionadas através das equações de equilíbrio.

$$P_3 = -P_1 \quad (21)$$

$$P_4 = L_0 w - P_2 \quad (22)$$

Sendo assim, tem-se que as projeções L_x e L_y são funções não lineares apenas das forças de reação P_1 e P_2 , visto que P_3 , P_4 , T_i e T_j podem ser obtidas através delas.

2.5.3 Equacionamento Característico

A distância horizontal entre a estaca torpedo e o ponto de afloramento da amarra: é a distância no eixo x , entre a estaca torpedo e o primeiro ponto onde a linha de ancoragem se torna visível, ou aparece rompendo o solo. Para o cálculo do mesmo, aproxima-se a um triângulo retângulo, com um ângulo de $37^{\circ 1}$ entre a hipotenusa e o eixo horizontal, utilizando a equação:

¹ Dado obtido em conversa com especialista da área.

$$D_a = h_T * \tan(37^\circ) \quad (23)$$

Onde:

D_a : é a distância horizontal entre a estaca torpedo e o ponto de afloramento da amarra;

h_T : é a profundidade no qual o torpedo está cravado no solo.

Peso linear (w) e Módulo de elasticidade multiplicado pela área da seção (EA) das linhas: foram gerados gráficos, apresentados no APÊNDICE A, relacionando essas propriedades as variáveis de diâmetro nominal, no caso de cabo de aço e amarra, e MBL (*minimum break load*), no caso de cabo de poliéster. Utilizando as linhas de tendência do programa Excel, gerou-se equações polinomiais de terceiro grau, por serem dentro das equações que o programa Excel fornece as que mais se aproximaram das reais, para que o peso específico e o EA variassem de acordo com o diâmetro nominal ou com o MBL. Todos os dados de diâmetro nominal, MBL, peso específico e EA foram retirados de catálogos das empresas Parker Scanrope, para os trechos constituídos de material de poliéster, Brasil Amarras, para os trechos de amarras do tipo *studeless* e CIMAF para os trechos de cabo de aço classe 6x36.

Nova posição do torpedo no eixo X e Y (T_{Xnovo} e T_{Ynovo}): é a posição onde deverá ser lançado o torpedo de acordo com o novo Raio de ancoragem.

$$T_{Xnovo} = R_{ANC} * \text{sen}(Az) + FL_X * \cos(270^\circ) + FL_Y * \text{sen}(270^\circ) \quad (24)$$

$$T_{Ynovo} = R_{ANC} * \text{sen}(Az) - FL_X * \cos(270^\circ) + FL_Y * \text{sen}(270^\circ) \quad (25)$$

Onde:

R_{ANC} : é o raio de ancoragem;

A_z : é o azimuth da linha;

FL_X : é a posição no eixo X do *Fairlead*;

FL_Y : é a posição no eixo Y do *Fairlead*.

Posição de afloramento do torpedo no eixo X e Y ($Base_X$ e $Base_Y$): é o ponto onde a amarra de fundo aflora do fundo do mar.

$$Base_X = T_{Xnovo} - D_a * \text{sen}(A_Z) \quad (26)$$

$$Base_Y = T_{Ynovo} - D_a * \text{cos}(A_Z) \quad (27)$$

Topo X, Y e Z ($Topo_X$, $Topo_Y$ e $Topo_Z$): É a posição do *Fairlead* em relação as coordenadas globais da UEP.

$$Topo_X = X_{UEP} + FL_Y * \text{cos}(270 + Ap) + FL_X * \text{sen}(270 + Ap) \quad (28)$$

$$Topo_Y = Y_{UEP} + FL_X * \text{cos}(270 + Ap) + FL_Y * \text{sen}(270 + Ap) \quad (29)$$

$$Topo_Z = FL_Z - Z_{UEP} \quad (30)$$

Onde:

X_{UEP} : é a posição de projeto da UEP em relação ao leste global;

Y_{UEP} : é a posição de projeto da UEP em relação ao norte global;

FL_Y : é a posição no eixo Z do *Fairlead*;

Z_{UEP} : é o calado de projeto da UEP.

Módulo 2D: é a distância euclidiana no plano da linha, que pode também ser considerada como sendo a projeção horizontal da linha de ancoragem.

$$Mod_{2D} = \sqrt{(Topo_X - Base_X)^2 + (Topo_Y - Base_Y)^2} \quad (31)$$

2D X e Y: são os vetores unitários nas direções X e Y, respectivamente.

$$X_{2D} = \frac{Base_X - Topo_X}{Mod_{2D}} \quad (32)$$

$$Y_{2D} = \frac{Base_Y - Topo_Y}{Mod_{2D}} \quad (33)$$

Altura total do Eixo Z (d): é a distância no eixo Z entre o leito marinho e o *Fairlead*.

$$d = LDA + FL_Z \quad (34)$$

Onde:

LDA : é a altura da lâmina d'água.

Projeção horizontal da tração no topo: é a projeção da tração de topo no eixo XY.

$$H = T * \cos(\theta) \quad (35)$$

Onde:

T : é a tração de topo da linha;

θ : é o ângulo de topo da linha com o eixo XY.

Projeção vertical da tração no topo: é a projeção da tração de topo no eixo YZ.

$$V = T * \sen(\theta) \quad (36)$$

Projeção vertical da tração na extremidade superior do trecho intermediário: é a projeção da tração na extremidade superior do trecho intermediário no eixo YZ.

$$V_{int} = V - L_{at} * w_{at} \quad (37)$$

Tração na extremidade superior do trecho intermediário: é a força aplicada na região entre a amarra de topo e o trecho intermediário na direção perpendicular à superfície.

$$T_{int} = \sqrt{V_{int}^2 + H^2} \quad (38)$$

Projeção vertical da tração na extremidade superior da amarra de fundo: é a projeção da tração na extremidade superior da amarra de fundo no eixo YZ.

$$V_{af} = V_{int} - L_{int} * w_{int} \quad (39)$$

Tração na extremidade superior da amarra de fundo: é a força aplicada na região entre o trecho intermediário e a amarra de fundo na direção perpendicular à superfície.

$$T_{af} = \sqrt{V_{af}^2 + H^2} \quad (40)$$

Comprimento suspenso da amarra de fundo (L_{susp}): é o comprimento da amarra de fundo que faz parte da catenária. Se V_{af}/w_{af} for menor que L_{af} :

$$L_{susp} = \frac{V_{af}}{w_{af}} \quad (41)$$

Se não, L_{susp} será igual ao L_{af} .

Comprimento apoiado da amarra de fundo (L_{ap}): é o comprimento da amarra de fundo que está apoiado no leito marinho.

$$L_{ap} = L_{af} - L_{susp} \quad (42)$$

Projeção vertical da tração no TDP² (V_{TDP}): é a projeção da tração no ponto em que a amarra de fundo deixa o leito marinho e inicia a catenária.

$$V_{TDP} = V_{af} - L_{susp} * w_{af} \quad (43)$$

Tração no TDP (T_{TDP}): é a força aplicada na direção da linha na região do TDP.

$$T_{TDP} = \sqrt{V_{TDP}^2 + H^2} \quad (44)$$

Projeção vertical da linha de ancoragem (d_z): é a soma da projeção vertical de todos os trechos da linha de ancoragem:

$$d_z = d_{z1} + d_{z2} + d_{z3} \quad (45)$$

² *Touch Down Point* é o ponto em que a amarra de fundo deixa o leito marinho e inicia a catenária.

Onde d_{Z1} é a projeção vertical da amarra de topo, d_{Z2} é a projeção vertical da trecho intermediário e d_{Z3} é a projeção vertical da amarra de fundo, e são calculadas a partir das equações da catenária apresentadas acima, podendo ser escritas da seguinte maneira:

$$d_{Z1} = \frac{T-T_{int}}{w_{at}} + \frac{V^2-V_{int}^2}{2*w_{at}*EA_{at}} \quad (46)$$

$$d_{Z2} = \frac{T_{int}-T_{af}}{w_{int}} + \frac{V_{int}^2-V_{af}^2}{2*w_{int}*EA_{int}} \quad (47)$$

$$d_{Z3} = \frac{T-T_{int}}{w_{at}} + \frac{V^2-V_{int}^2}{2*w_{at}*EA_{at}} \quad (48)$$

Projeção horizontal da linha de ancoragem (d_X): é a soma da projeção horizontal de todos os trechos da linha de ancoragem:

$$d_X = d_{X1} + d_{X2} + d_{X3} + L_{ap} * \left(1 + \frac{H}{EA_{af}}\right) \quad (49)$$

Onde d_{X1} é a projeção horizontal da amarra de topo, d_{X2} é a projeção horizontal da trecho intermediário e d_{X3} é a projeção horizontal do comprimento suspenso da amarra de fundo, e são calculadas a partir das equações da catenária apresentadas acima, podendo ser escritas da seguinte maneira:

$$d_{X1} = \frac{H}{w_{at}} * \left[\ln\left(\frac{T+V}{T_{int}+V_{int}}\right) + \frac{V-V_{int}}{EA_{at}} \right] \quad (50)$$

$$d_{X2} = \frac{H}{w_{int}} * \left[\ln\left(\frac{T+V}{T_{int}+V_{int}}\right) + \frac{V-V_{int}}{EA_{at}} \right] \quad (51)$$

$$d_{X3} = \frac{H}{w_{af}} * \left[\ln\left(\frac{T_{af}+V_{af}}{T_{TDP}+V_{TDP}}\right) + \frac{V_{af}-V_{TDP}}{EA_{af}} \right] \quad (52)$$

Projeção da força horizontal em relação ao eixo X (F_X): é a força que atua na UEP no eixo X.

$$F_X = X_{2D} * H \quad (53)$$

Projeção da força horizontal em relação ao eixo Y (F_Y): é a força que atua na UEP no eixo Y.

$$F_Y = Y_{2D} * H \quad (54)$$

Momento das forças no eixo Z (M_z): é o efeito rotativo das forças F_X e F_Y na UEP em torno do eixo z.

$$M_z = (Base_x - X_{UEP}) * F_Y - (Base_y - Y_{UEP}) * F_X \quad (55)$$

3 METODOLOGIA

A pesquisa científica de caráter exploratória, na forma de estudo de caso, será realizada analisando uma plataforma hipotética na Bacia de Campos, para uma otimização quantitativa do comprimento das linhas de ancoragem para se calcular o custo para a sua substituição. Para que o estudo seja possível, houve um levantamento bibliográfico sobre os sistemas de ancoragem utilizado, seus materiais e equipamentos.

3.1 Características do FPSO

O estudo de caso se baseou em um navio FPSO com um sistema de ancoragem de 8 linhas, tipo *Turret em catenária*, na Bacia de Campos, com uma lâmina d'água de 330 metros, com as seguintes características:

Quadro 1 – Características principais do FPSO.

Especificação	Valor	Unidade
Comprimento Total	337,00	Metros
Comprimento entre perpendiculares	320,00	Metros
Boca Moldada	54,50	Metros
Pontal Moldado	27,8	Metros
Posição do Centro do Turret	146,25m à vante da meia-nau	-
Calado de Operação	14,30	Metros
Deslocamento no Calado de Operação	204274	Toneladas

Fonte: Autora (2019).

Por ser uma análise preliminar, considerou-se apenas uma análise estática do sistema, para futuramente ser feita uma análise dos efeitos decorrentes das cargas ambientais.

3.2 Sistema de Ancoragem

Para o estudo foi utilizada uma plataforma base que possui um sistema de ancoragem, que será descrito a seguir, capaz de prover a força de restauração necessária para que a mesma retorne para a sua posição de equilíbrio.

Foram também considerados 3 (três) casos a serem comparados para a minimização do custo, que também será apresentado na sequência.

3.2.1 Plataforma base

A plataforma original, no trecho superior e inferior possui amarras com o diâmetro nominal de 95 (noventa e cinco) milímetros e no trecho intermediário cabos de aço com 105 (cento e cinco) milímetros de diâmetro nominal. No Quadro 2, é possível observar que os comprimentos dos trechos de cada linha não são iguais, o que pode causar em um esforço maior nas linhas de menor comprimento total dependendo da condição ambiental.

Quadro 2 – Comprimento das linhas da plataforma base.

Linha	1	2	3	4	5	6	7	8
Comprimento do trecho superior (m)	58	28	52	53	49	36	54	73
Comprimento do trecho intermediário (m)	460	460	460	460	460	460	460	460
Comprimento do trecho inferior (m)	900	928	835	800	990	1008	910	825
Comprimento total (m)	1418	1416	1347	1313	1499	1504	1424	1358

Fonte: Autora (2019).

3.2.2 Casos Analisados

Para esta análise foram selecionados 3 (três) casos para a otimização do custo do sistema. A posição de equilíbrio da plataforma base foi considerada como sendo o ponto (0,0) do sistema de referência global, calculando assim as novas posições relativas para as âncoras, devido aos novos raios de ancoragem. Por uma simplificação do modelo, optou por padronizar as linhas dos 3 (três) casos analisados,

fazendo com que todas tenham o mesmo tamanho, com as mesmas especificações (comprimento, diâmetro nominal e *minimum break load*) e que a amarra de topo será trocada, por uma igual à do caso original, variando apenas o seu comprimento.

Para o primeiro caso analisado, o Caso 1, considerou-se no trecho superior uma amarra com diâmetro nominal de 95 (noventa e cinco) milímetros, no trecho intermediário um cabo de poliéster e no trecho inferior uma amarra conectada em uma âncora do tipo estaca torpedo.

No segundo caso, Caso 2, considerou-se no trecho superior as mesmas amarras do caso 1, no trecho intermediário um cabo de poliéster e no trecho inferior uma amarra conectada em uma âncora do tipo estaca torpedo.

Já no terceiro caso, Caso 3, considerou-se os mesmos materiais do caso 2 porém com uma âncora de arraste, igual ao caso original.

No Quadro 3, é possível observar um resumo dos casos que serão analisados.

Quadro 3 – Comparação dos casos analisados.

	Caso 01	Caso 02	Caso 03
Material do Trecho Superior	Amarra	Amarra	Amarra
DN do Trecho Superior (mm)	95	95	95
Material do Trecho Intermediário	Cabo de poliéster	Cabo de aço	Cabo de aço
DN / MBL do Trecho Intermediário	Varia	Varia	Varia
Material do Trecho Inferior	Amarra	Amarra	Amarra
DN do Trecho Inferior	Varia	Varia	Varia
Ponto Fixo	Estaca Torpedo	Estaca Torpedo	Âncora de arraste

Fonte: Autora (2019).

A seguir será apresentada a ferramenta desenvolvida para a análise da plataforma base e em sequência a ferramenta desenvolvida para a análise dos 3 (três) sistemas descritos neste tópico.

3.3 Descrição do método

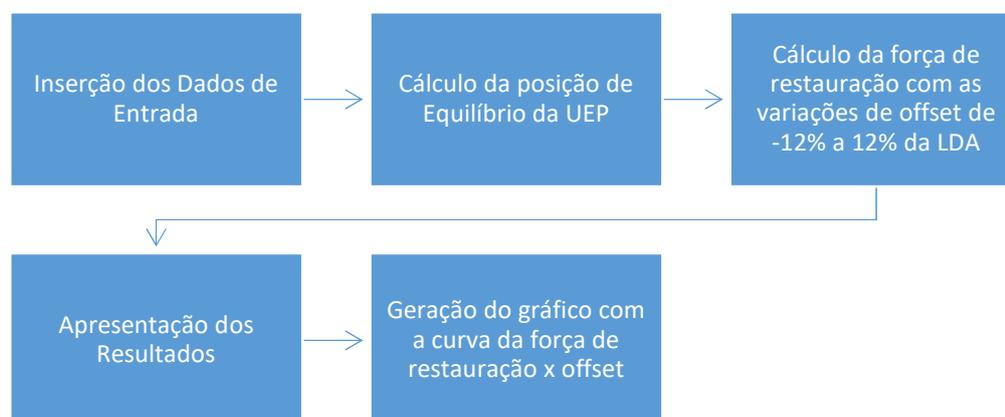
Este tópico aborda conceitos fundamentais no desenvolvimento das duas ferramentas utilizadas para este estudo, que foram desenvolvidas em planilhas eletrônicas e resolvidas utilizando o algoritmo de otimização presente na função *solver* do *software* Excel utilizando o método GRG não linear. As duas ferramentas utilizam os mesmos princípios matemáticos, o do cálculo de catenária e as fórmulas apresentadas no capítulo anterior. Essas ferramentas podem ser usadas para sistemas de ancoragem do tipo *turret* e *spread mooring*, independentemente do tipo de plataforma, desde que o tipo das linhas de ancoragem possa ser aproximado à catenária.

3.3.1 Ferramenta para a análise da plataforma base

A primeira ferramenta foi feita para encontrar a posição de equilíbrio da plataforma e a curva da força de restauração necessária para *offset* de até 12% da lâmina d'água a partir dessa posição de equilíbrio. Decidiu-se por considerar este valor de *offset* por ser o *offset* máximo de projeto para o sistema com todas as linhas intactas, segundo a norma API RP-2SK (2005).

Foi utilizado uma Macro para otimizar o uso do solver seguindo o fluxograma apresentado na Figura 22 e a interface dos dados de entrada pode ser observada no APÊNDICE B.

Figura 22 – Fluxograma da macro da ferramenta para a análise da plataforma base.



Fonte: Autora (2019).

Para esta ferramenta foi utilizado um sistema de coordenada cartesiano local para a plataforma, em que o eixo X é o eixo longitudinal da embarcação, positivo a partir do centro do *turret* para vante, o eixo Y é o eixo transversal da embarcação, positiva para bombordo, e o eixo Z é vertical, positivo para cima a partir da quilha. E um sistema global, onde o eixo X é o leste global, o eixo Y o norte e Z é positivo da linha d'água em direção ao leito marinho.

Os dados de entrada necessários são:

- Calado (m): é a posição do centro do *turret* no eixo Z do sistema de coordenadas local, que é equivalente ao calado de operação.
- Lâmina d'água (m): é a profundidade do mar na região de projeto da UEP;
- Torpedo X Originais (m): é a posição em que se encontra o torpedo do projeto original no eixo X do sistema de coordenadas global;
- Torpedo Y Originais (m): é a posição em que se encontra o torpedo do projeto original no eixo Y do sistema de coordenadas global;
- Torpedo Z (m): é a posição em que se encontra o torpedo do projeto original no eixo Z do sistema de coordenadas global, é equivalente a lâmina d'água do ponto em que o torpedo se encontra;
- Fair lead X (m): é a posição em que se encontra o *fairlead* no eixo X do sistema de coordenadas local;
- Fair lead Y (m): é a posição em que se encontra o *fairlead* no eixo Y do sistema de coordenadas local;
- Fair lead Z (m): é a posição em que se encontra o *fairlead* no eixo X do sistema de coordenadas local;
- Azimute da linha de ancoragem (graus): é o ângulo de saída da linha do *fairlead* medido no plano horizontal em relação ao eixo Y global, medido no sentido horário;
- Comprimento da Amarra de fundo (m): é o comprimento total de linha do trecho da amarra de fundo;
- Diâmetro nominal da amarra de topo (mm): é o diâmetro de referência comercial da amarra de topo.

- Comprimento do cabo de aço (m): é o comprimento total de linha do trecho do cabo de aço;
- Diâmetro nominal do cabo de aço (mm): é o diâmetro de referência comercial do cabo de aço;
- Comprimento da Amarra de fundo (m): é o comprimento total de linha do trecho da amarra de fundo;
- Diâmetro nominal da amarra de fundo (mm): é o diâmetro de referência comercial da amarra de fundo.

As restrições que devem ser atendidas pelo solver são:

- A projeção vertical da linha de ancoragem, apresentada na Equação 45, deve ser igual a altura total do eixo Z, calculada pela Equação 34, tanto na posição de equilíbrio quanto com o offset de 12%;
- Na posição de equilíbrio e com o offset de 12% o Módulo 2D, calculado pela Equação 31, deve ser igual a soma da projeção horizontal de todos os trechos da linha de ancoragem, Equação 49.

Os dados variáveis para que seja possível respeitar essas restrições foram:

- Tração de topo: é a força aplicada na região do *fairlead* na direção perpendicular à superfície da linha;
- Ângulo de topo: é o ângulo que a linha faz na região do *fairlead* com o eixo XY.

A macro faz com que o solver de todos os offsets seja executado, para gerar a curva de restauração x *offset*, gerada a partir dos resultados das forças que agem na plataforma, na direção Norte e Leste, devido ao deslocamento dela. A força de restauração necessária é considerada como sendo igual ao módulo das forças resultantes para cada *offset*.

O custo unitário dos materiais das linhas foi necessário para a realização dos cálculos, sendo encontrados em Qingdao (2015) para as amarras e cabos de poliéster e em Jiangsu (2017) para os cabos de aço. O Quadro 4 apresenta o custo dos materiais segundo esses fornecedores.

Quadro 4 – Custo dos materiais em dólares americanos.

Material	Valor	Unidade
Amarra	0,80	USD/Kg
Cabo de Aço	1,20	USD/Kg
Cabo de Poliéster	1,05	USD/MBL.m

Fonte: Qingdao (2015) e Jiangsu (2017).

3.3.2 Ferramenta para a otimização do custo das linhas do sistema de ancoragem

A segunda ferramenta desenvolvida utilizando o algoritmo de otimização presente na função *solver* do *software* Excel utilizando o método GRG não linear, segue o fluxograma apresentado da Figura 23, onde o custo total das linhas é definido como o objetivo a ser minimizado, os dados de entrada são definidos a partir de novos dados e resultados da plataforma base, apresentado no APÊNDICE D. Para resolver o problema foram definidas restrições que deverão ser atendidas e os dados que irão variar, apresentados a seguir, com o intuito de minimizar o custo final.

Figura 23 – Fluxograma da ferramenta para a otimização do custo das linhas do sistema de ancoragem.



Fonte: Autora (2019).

Os dados de entrada provenientes da primeira ferramenta foram as coordenadas de projeto da UEP, os dados da amarra de topo, exceto pelo comprimento, posição dos *fairleads*, *azimuth* das linhas, altura da lâmina d'água e o custo dos materiais. Foram consideradas variáveis os seguintes dados:

- Raio de Ancoragem: que é a distância horizontal entre o *fairlead* e o torpedo, em metros;
- Comprimento da Amarra de Topo;
- Comprimento do trecho intermediário: é o comprimento total de linha do trecho intermediário, em metros;

- Diâmetro Nominal do trecho intermediário, no caso do material ser cabo de aço, ou no caso do material do trecho intermediário ser poliéster, o MBL (*Minimum Breaking Load*) do trecho, que é também chamada de carga mínima de ruptura, que é o ponto de rompimento da linha quando submetida a esforço de tração maior que a sua resistência, em Newtons;
- Comprimento da Amarra de fundo;
- Diâmetro nominal da amarra de fundo;
- Tração de topo na posição de equilíbrio;
- Ângulo de topo na posição de equilíbrio;
- Tração de topo com 12% da linha d'água de *offset*;
- Ângulo de topo com 12% da linha d'água de *offset*.

As restrições que devem ser atendidas pelo solver são:

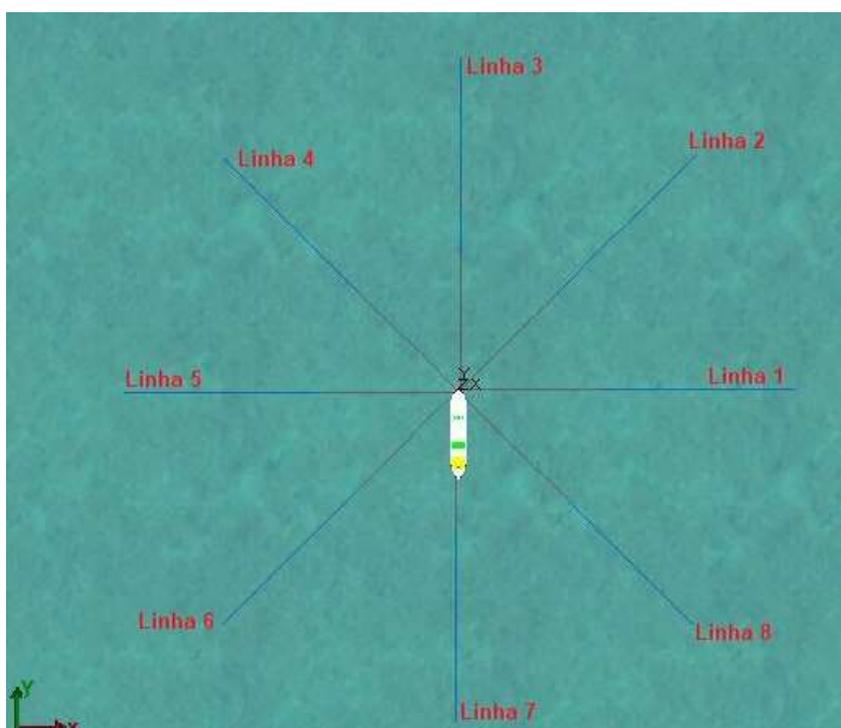
- Força de restauração resultante com um offset de 12% da lâmina d'água deve ser maior ou igual a força de restauração resultante do projeto original;
- A somatória da força de todas as linhas nos eixos X e Y devem ser iguais a zero, assim como o momento em relação a Z;
- A tração no topo do cabo intermediário deve ser menor que metade do MBL do cabo de aço ou poliéster, de acordo com a API 2SK de 2015, que diz que o limite da tensão na linha de ancoragem deve ser 50% do MBL do material;
- A tração no topo da amarra de fundo deve ser menor que metade do MBL da amarra de fundo, pela mesma razão da restrição do trecho intermediário;
- A tração vertical no fundo da amarra de fundo (no torpedo) deve ser igual a zero, caso seja considerado uma ancora de arraste, pois em âncoras de arraste não se deve ter tração vertical.
- A projeção vertical da linha de ancoragem, apresentada na Equação 45, deve ser igual a altura total do eixo Z, calculada pela Equação 34, tanto na posição de equilíbrio quanto com o offset de 12%;
- Na posição de equilíbrio e com o offset de 12% o Módulo 2D, calculado pela Equação 31, deve ser igual a soma da projeção horizontal de todos os trechos da linha de ancoragem, Equação 49.

Quando todas essas restrições são atendidas, é possível obter o menor custo relativo as linhas de ancoragem para a configuração pré-determinada.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos para as linhas de ancoragem, que estão dispostas conforme a Figura 24, para cada caso apresentado anteriormente e feitas discussões a partir deles.

Figura 24 – Distribuição das linhas de ancoragem.

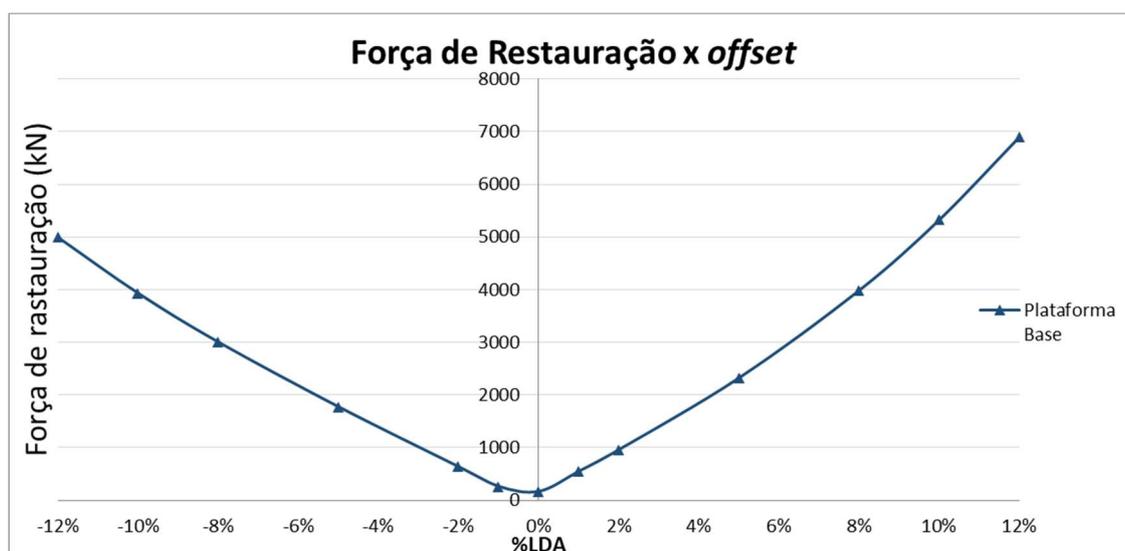


Fonte: Autora (2019).

4.1 Sistema original

A partir das informações iniciais da plataforma base que foram utilizadas como dado de entrada, apresentadas no APÊNDICE B, gerou-se o gráfico apresentado na Figura 25, que apresenta as forças de restauração horizontal por %LDA. Para a criação deste, foram calculadas as tensões e ângulos de topo, através do método apresentados anteriormente, para cada offset.

Figura 25 – Gráfico da Força de restauração x Offset da plataforma base.



Fonte: Autora (2019).

Utilizando o maior valor de força de restauração provenientes da análise do sistema original, de 6.904.860 Newtons, e considerando que o sistema atual atende as ações ambientais sofridas pelo sistema. O novo sistema deverá ter uma força de restauração maior ou igual ao atual.

A partir desta consideração, iniciou-se a análise para a otimização do custo da substituição do sistema, apresentando os resultados no APÊNDICE C.

4.2 Escolha do modelo de menor custo

Após a otimização dos três casos, obteve-se os resultados apresentados no Quadro 5.

Comparando os resultados dos comprimentos dos casos 1 a 3 com a média do caso original, percebe-se que a tendência para a diminuição do custo destes casos, foi a redução do raio de ancoragem, devida a variação do custo com o comprimento das linhas, mas também se teve a redução do diâmetro da amarra de fundo .

Outro tendência observada, foi a da diminuição do diâmetro nominal das amarras, o que acarreta em um menor peso por metro, diminuindo assim o preço do material.

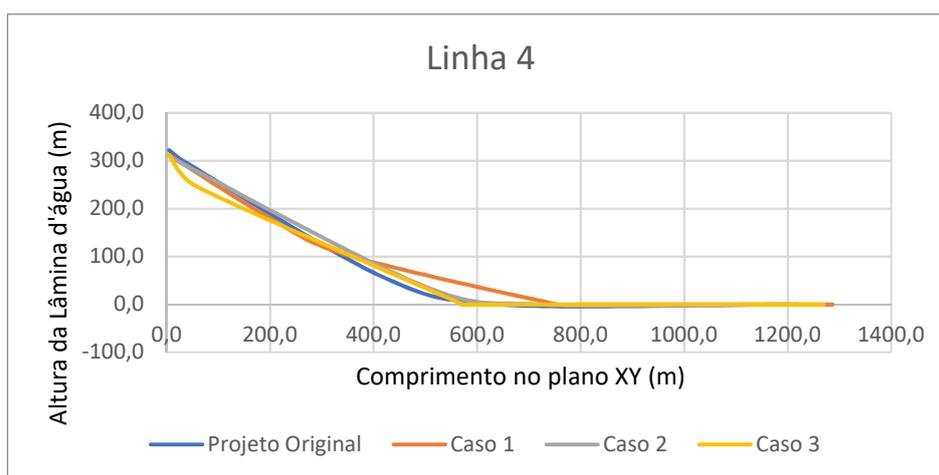
Quadro 5 – Comprimento dos trechos e raio de ancoragem em metros.

Variável	Caso Original	Caso 01	Caso 02	Caso 03
Comprimento do trecho superior (m)	55	229	20	86
Comprimento do trecho intermediário (m)	450	171	547	585
DN do trecho intermediário (mm)	105	-	139	137
MBL do trecho intermediário (kN)	-	8338	-	-
Comprimento do trecho inferior (m)	917	955	681	697
DN do trecho inferior (mm)	95	91	91	98
Raio de Ancoragem (m)	1340	1283	1180	1300

Fonte: Autora (2019).

A partir dos resultados apresentados acima, foi possível gerar a Figura 26, para uma melhor visualização da linha 4 dos 3 casos, juntamente com o original, as demais linhas podem ser observadas no APÊNDICE H. No eixo vertical é apresentado a altura da lâmina d'água em relação ao *fairlead* e no eixo horizontal a projeção das linhas no plano XY.

Figura 26 – Representação da linha 4.



Fonte: Autora (2019).

Como mostrado anteriormente o custo varia com o peso da linha, que é proveniente do peso linear da linha a partir do diâmetro nominal, no caso das amarras e cabo de aço, e do MBL, no caso do cabo de poliéster, multiplicado pelo comprimento

do trecho. Nota-se que o caso com menor custo é o Caso 2, como apresentado no quadro abaixo e no APÊNDICE I, onde é apresentado um quadro comparativo com os valores por linha.

Quadro 6 – Custo total (USD).

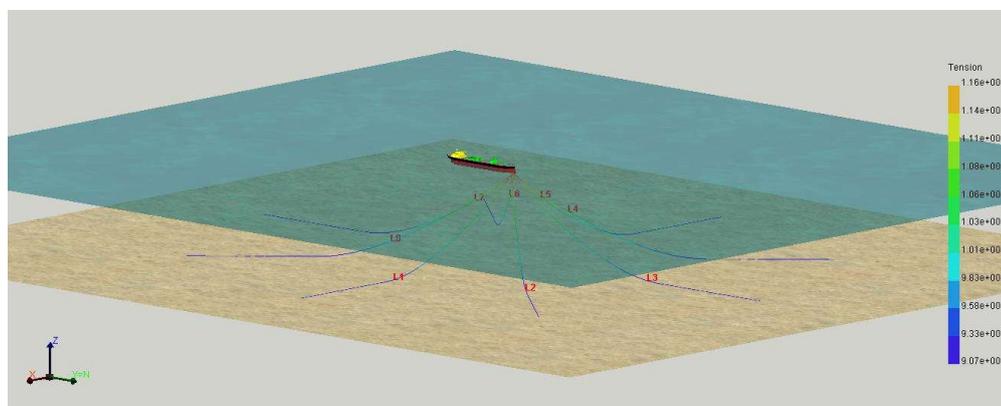
Sistema de ancoragem	Valor
Original	1.520.418,10
Caso 1	13.365.372,12
Caso 2	1.260.177,71
Caso 3	1.500.543,50

Fonte: Autora (2019).

Ao analisarmos o Quadro 6, pode-se notar que o caso 01, com cabo de poliéster, é quase 10 (dez) vezes mais caro que os demais. Isto ocorre pois é requerido um cabo de poliéster com um alto MBL, de aproximadamente 8.300 kN, para suportar a tração, o que acarreta o aumento do preço da linha. Além disso, também se notou um comprimento maior na amara de topo e de fundo. Este caso é comumente utilizado em lâminas d'água ultra profundas, devido ao baixo peso do poliéster comparado ao cabo de aço, porém, para o caso analisado, foi possível notar que na lâmina d'água de 330 metros, este fator não teve grande influência.

Após determinado o caso com menor custo, o novo sistema foi modelado no programa Anflex, na posição de equilíbrio, como apresentado na Figura 27.

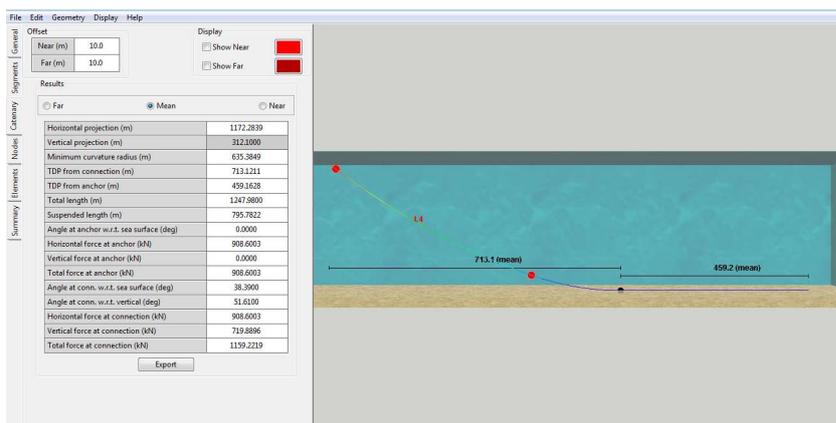
Figura 27 – Sistema de ancoragem do Caso 2 na posição de equilíbrio.



Fonte: Autora (2019).

Como todas as linhas possuem a mesma configuração, as catenárias são as mesmas, por esse motivo optou-se por apresentar apenas os resultados da Linha 4 do Anflex, na Figura 28, e no APÊNDICE J apresentar um resumo dos resultados de todas as linhas do programa. Os pontos em vermelho são os pontos de junção dos trechos e o ponto em azul o TDP.

Figura 28 – Resultados da catenária da linha 4 no programa Anflex.



Fonte: Autora (2019).

O quadro comparativo abaixo mostra os dados da linha 4 provenientes da ferramenta do Excel e do Anflex, apresentando a diferença que há entre eles, onde foi possível notar uma conformidade entre os dois resultados, já que todas as diferenças deram menores que 0,8%..

Quadro 7 – Comparação dos resultados da linha 4.

Sistema de ancoragem	Anflex	Excel	Diferença
Projeção horizontal (m)	1172,28	1172,09	0,02%
Projeção Vertical (m)	312,10	312,10	0,00%
TDP da Ancora (m)	459,16	460,38	0,27%
Comprimento Total (m)	1247,98	1248,00	0,00%
Força horizontal na Ancora (kN)	908,60	901,67	0,77%
Força vertical na Ancora (kN)	0,00	0,00	0,00%
Força total na Ancora (kN)	908,60	901,67	0,77%
Ângulo com a LDA (°)	38,39	38,39	0,00%
Ângulo com a vertical (°)	51,61	51,61	0,00%
Força horizontal no fairlead (kN)	908,60	901,67	0,77%
Força vertical no fairlead (kN)	719,89	714,37	0,77%
Força total no fairlead (kN)	1159,22	1150,36	0,77%

Fonte: Autora (2019).

A partir deste estudo, é possível iniciar uma nova fase de análises com as forças dinâmicas e com o custo detalhado de todos os materiais necessário como: estaca torpedo, gancho KS, manilhas e entre outros; para um refinamento dos resultados e assim, então fazer a manutenção das linhas do sistema de ancoragem.

5 CONCLUSÃO

Ao longo deste trabalho apresentou-se os aspectos relevantes sobre os sistemas e linhas de ancoragem utilizados em plataformas de extração de petróleo, como as definições, conceitos e materiais associados a esses sistemas.

Foram também apresentadas as formulações utilizadas para o dimensionamento de linhas de ancoragem, e partir dessas formulações, foi elaborado um método de cálculo para a troca das linhas, com base na otimização do custo.

Como tratado no decorrer do presente trabalho, optou-se por variar o comprimento de todos os trechos da linha, o diâmetro nominal do cabo de aço, se esse fosse o material do cabo intermediário, e da amarra de fundo, o MBL do poliéster, se esse fosse o material do trecho intermediário, assim como o raio de ancoragem, as tensão e ângulo de topo, a fim de reduzir os custos com materiais e, conseqüentemente, facilitando a extensão da vida útil das plataformas.

Fica comprovado, pela análise dos casos, que o sistema de ancoragem com menor custo seria aquele realizado através da utilização de estacas torpedo, com linhas de ancoragem compostas por 03 (três) trechos, consistentes em amarra/cabos de aço/amarra, com um comprimento total de 1248 metros, sempre respeitando o equilíbrio das forças e a força de restauração para o offset máximo.

Para que seja possível a utilização de linhas de ancoragem com um comprimento menor que o original se faz necessário, dentro de um cenário ideal, o emprego de amarras de topo com 20 (vinte) metros, conectadas a cabos de aço detentores de um comprimento de 547 metros e diâmetro nominal de 139 milímetros no trecho intermediário e amarras de fundo medindo 681 metros e com 91 milímetros de diâmetro nominal. Neste cenário, foi possível a economia de 250 mil dólares norte-americanos em relação ao caso original, conforme exposto no caso 02.

Isso porque, no caso 01, foi comprovado que para adoção de cabos de ancoragem sintéticos no trecho intermediário seria necessário o emprego de um comprimento maior de amarras de topo e fundo das linhas de ancoragem, a fim de que fosse respeito a força de restauração para o offset máximo, devido ao baixo peso do cabo sintético e também principalmente por requerer um MBL muito alto do cabo, fazendo com que o valor do metro do cabo seja muito mais caro, do que o metro do cabo de aço. Isso ocorreu devido à lâmina d'água ser pequena, fazendo com que a

amarra de topo fosse 10 vezes maior que a do Caso 02, cerca de 229 metros, e a amarra de fundo fosse de 955 metros. Todavia, os custos para essa operação orbitariam a casa de 13 milhões de dólares norte-americanos, devido ao preço mais alto das amarras, transformando o procedimento de ancoragem utilizando cabos sintéticos muito mais custoso para os operadores das plataformas.

Em contrapartida, mesmo correspondendo a uma pequena otimização em relação ao projeto original, consistentes na variação dos diâmetros e comprimento dos cabos e amarras, o caso 3 ainda se mostrou menos eficiente do que o caso 02, tendo em vista que somente representou uma economia de somente 20 mil dólares norte-americanos, não justificando, portanto, os investimentos necessários para adoção dos critérios estabelecidos.

Mesmo diante dos cenários acima destacados, é importante destacar que as conclusões apresentadas no presente trabalho foram realizadas considerando os procedimentos de ancoragem em um cenário estático, motivo pelo qual podem as mesmas variar de acordo com as influências externas existente no ambiente marítimo (corrente, vento e ondas).

De toda forma, recomenda-se a reavaliação do modelo de procedimento de ancoragem empregado nas plataformas de extração de hidrocarbonetos cuja a vida útil já se encontra próxima do fim, com o intuito de que seja possível a adequação dos referidos sistemas a um cenário de maior economia financeira e eficiência produtiva, que acarretará maior segurança nas operações e competitividade dos operadores no mercado brasileiro.

Como recomendação para trabalhos futuros, sugere-se uma análise onde as linhas possam ter comprimentos diferentes, utilizando valores comerciais de diâmetro nominal e *minimum break load* para os materiais, assim como uma análise das condições ambientais reais.

REFERÊNCIAS

- ABADIE, J., CARPENTIER, J. **Generalization of the Wolfe reduced gradient method to the case of nonlinear constraints**. Ed. R. Fletcher, Londres: Academic Press, 1969.
- ABRANTES, R. **O mundo das plataformas de petróleo**. 2011. <<http://www.isiengenharia.com.br/espaco-do-engenheiro/curiosidades/o-mundo-das-plataformas-de-petroleo-2>>. Acesso em: 17 de out. 2018.
- ALBRECHT, C. H. **Algoritmos evolutivos aplicados à síntese e otimização de sistemas de ancoragem**. Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- AMORIM, Tailand Oliveira. **Plataforma offshore: uma breve análise a construção ao descomissionamento**. 2010. 57 f. TCC (Graduação) - Curso de Tecnólogo em Construção Nava, Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, Rio de Janeiro, 2010.
- ANFLEX. **Laboratório de Análise e Confiabilidade de Estruturas O**. 2017. Disponível em: <<https://www.laceo.coppe.ufrj.br/software/anflex/>>. Acesso em: 8 jun. 2019.
- API, **Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures**, API RP-2SK, *American Petroleum Institute*, 3ª edição, 2005.
- BICO, V. M. P. **Amarração de plataformas offshore flutuantes com cabos de poliéster**. 2013. 102f. Dissertação de Mestrado – Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa. 2013.
- BRANDÃO, F. E. N., HENRIQUES, C. C. D., ARAÚJO, J. B., FERREIRA, O. C. G., AND AMARAL, C. S., PETROBRAS. **Albacora leste field development – FPSO P-50 mooring system concept**. Offshore Technology Conference, 18243, p.1-10, maio, 2006.
- CAMPOS, F. C. R. **Otimização da disposição de linhas de ancoragem utilizando algoritmos genéticos**. 2008. 88f. Dissertação de Mestrado – Universidade de São Paulo, São Paulo. 2008.

CARBONO, A. J. J. **Análise dos critérios de estabilidade para projetos de plataformas monocoluna.** 2005. 91f. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2005.

CHAKRABARTI, S. K. **Handbook of offshore engineering.** 1. ed. Plainfield: Elsevier Science, 2005.

COSTA, R. G. B. **Análise paramétrica das condições de ancoragem de plataformas offshore utilizando estacas torpedo a partir de modelos em elementos finitos.** 2008.109f. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2008.

FLORY, J. F., BANFIELD, S. J., BERRUMAN, C. **Polyester mooring lines on platforms and modulus in deep water.** Offshore Technology Conference, 18768, P1-14, abr., 2007.

HAMMOUTENE, A.G.A. **Offshore mooring lines.** 2006. Disponível em: <<http://dredgingengineering.com/moorings/lines/Offshore%20mooring%20lines%20mooring%20system.htm>>. Acesso em: 11 out. 2018.

JIANGSU Zhongying Steel Rope Co., Ltd.: **Marine engineering rope,six strand and eight strand steel wire rope.** 2017. Disponível em: <https://www.alibaba.com/product-detail/6x36ws-iwrc-marine-engineering-rope-six_60242865498.html?spm=a2700.7724838.2017115.1.72bcw7TRw7TR6s>. Acesso em: 14 mar. 2019.

KAROUMI, R. **Some modeling aspects in the nonlinear finite element analysis of cable supported bridges.** 1997. Computers and Structures 71, P.397-417, nov., 1998.

KAWASAKI, P. Y. **Análise de linhas de ancoragem de plataformas oceânicas considerando diversos tramos e o trecho enterrado da linha.** 2010. 68f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

KÖKSOY, O., YALCINOZ, T. **Mean square error criteria to multiresponse process optimization by a new genetic algorithm. Mathematics and Computation,** v. 175, n. 2, p. 1657-1674, 2006.

KUSINSKI, G. **Empresas apresentam novas soluções para estender a vida útil de projetos subsea em seminário da OTC**. 2016. Disponível em: <<https://petronoticias.com.br/archives/82645>>. Acesso em: 22 maio 2019.

LACERDA, T. A. G. **Análise de sistemas de ancoragem de plataformas flutuantes**. 2005. 63f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

MEDEIROS, V. A. **O estado da arte do FPSO**. 2015. 68f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2015.

MEDEIROS JR, C. J. **Low Cost Anchor System for Flexible Risers in Deep Waters**. Offshore Technology Conference, 14151, maio, 2002.

MELLO, J. R., BOGOSSIAN, F., Fundações de Estruturas Offshore. In: HACHICH, W., FALCONI, F. F., SAES, J. L., FROTA, R. G. Q., CARVALHO, C. S., NIYAMA, S. (org). **Fundações: Teoria e Prática**. 2. ed., São Paulo: Editora Pini, 1998. P. 443-470.

MODEC. **About na FPSO**. Disponível em: <http://www.modec.com/fps/fps_o/about/index.html >. Acesso em: 20 ago. 2018.

MODEC. **FPSO cidade de Niterói MV18**. Disponível em: <https://www.modec.com/fps/fps_o/projects/opportunity.html>. Acesso em: 17 de out. 2018.

MONTEIRO, A. L. T. O. **Estudo da extensão da vida útil de topsides em plataformas de produção offshore de petróleo no brasil com ênfase na segurança operacional**. 2016. 105 f. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016.

PEREIRA, E. G. **Aplicação de modelos não lineares ao estudo de um problema florestal, atendendo a questões ambientais, operacionais e demandas do transporte de madeira**. 2007. 110f. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007.

PETROBRAS. **Tipos de plataformas**. 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>. Acesso em: 17 de out. 2018.

PETRONOTÍCIAS, **Maior Plataforma Semissubmersível do Mundo Entra em Fase Final de Construção na Coreia do Sul**. 2015. Disponível em: <<https://petronoticias.com.br/archives/75041>>. Acesso em: 17 de out. 2018.

PIRES, Thiago S. et al. **Discussion on the life extension of offshore production facilities**. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2016, Rio de Janeiro. Trabalho Técnico. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP, 2016.

PONS, R. A. **Aprimoramentos da metodologia para modelagem numérica de sistemas de ancoragem com base em levantamentos por ROV**. 2017. 175f. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

QINGDAO Aohai Marine Fittings Co., Ltd.: **12 Strand PP Rope For Marine Mooring. 12 Strand PP Rope For Marine Mooring**. 2018. Disponível em: <<https://shundehai.en.made-in-china.com/product/WNAnMrZXLeKb/China-48mm-Stud-Studless-Link-Anchor-Chain-Ship-Anchor-Chain.html>>. Acesso em: 14 mar. 2019.

QINGDAO Aohai Marine Fittings Co., Ltd.: **Studless Link Anchor Chain Ship Anchor Chain. Studless Link Anchor Chain Ship Anchor Chain**. 2015. Disponível em: <<https://shundehai.en.made-in-china.com/product/WNAnMrZXLeKb/China-48mm-Stud-Studless-Link-Anchor-Chain-Ship-Anchor-Chain.html>>. Acesso em: 14 mar. 2019.

SILVA, A. L. R. B. **Inspeções offshore: Análise de histórico de deficiências em plataformas FPSO operando no pré-sal brasileiro**. 2017. 79f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

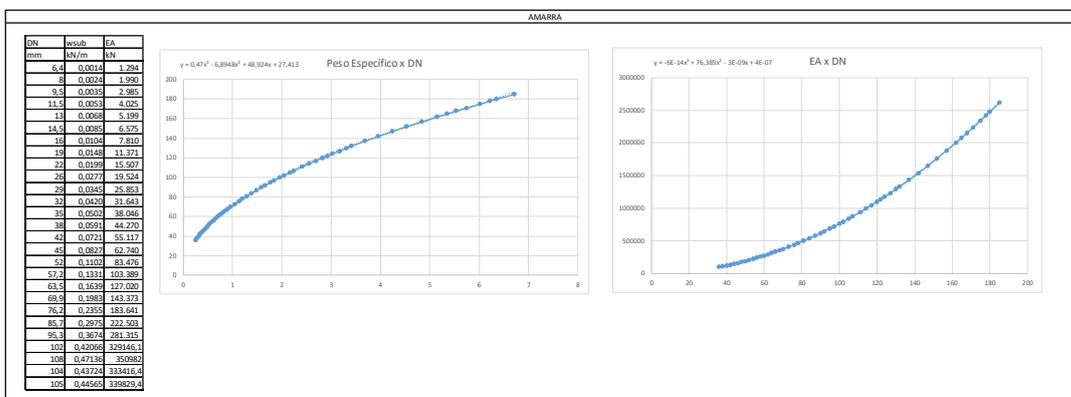
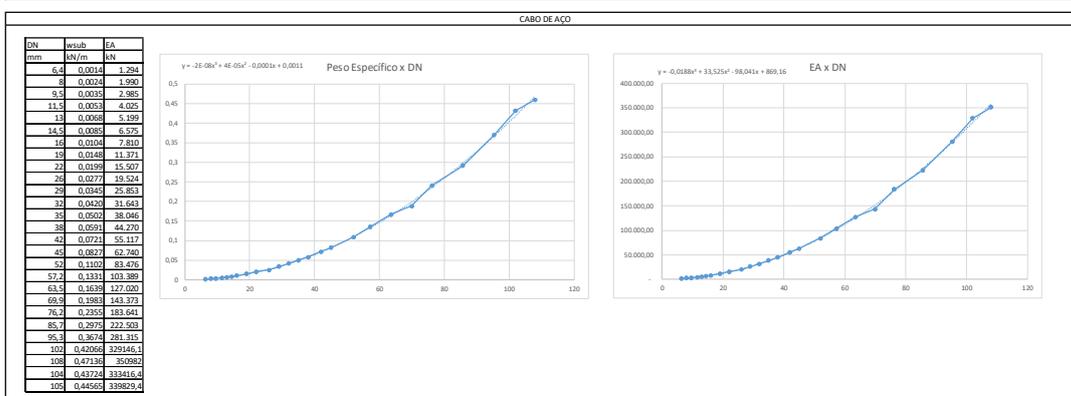
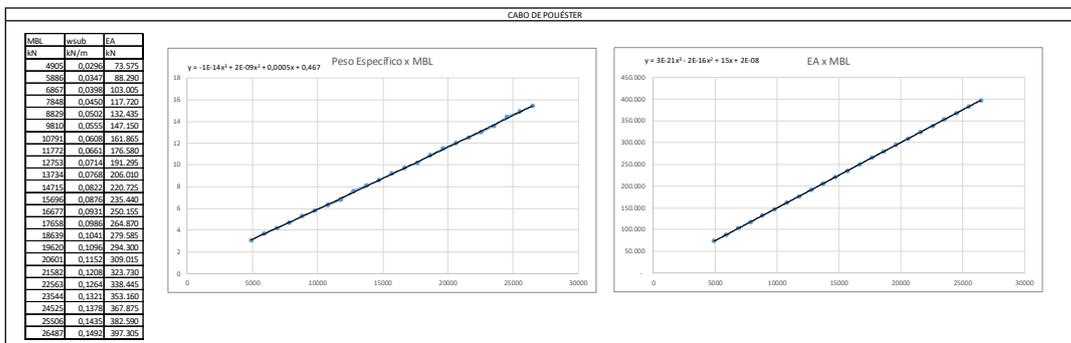
SILVA, U. A. **Análise de cravabilidade de estacas torpedo**. 2008. 51f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

SVALASTOG, A. K. D. **Analysis and design of mooring and turret systems for ship-shaped floating production systems (FPSOs)**. 2017. 128f. Dissertação de Mestrado – Norwegian University of Science and Technology, Noruega. 2017.

VRYHOF ANCHORS. **ANCHORS: Stevmanta VLA**. Disponível em: <http://www.vryhof.com/products/anchors/stevmanta_vla.html>. Acesso em: 20 ago. 2018.

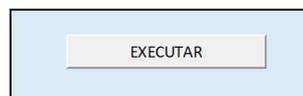
WORKSHOP de Segurança Operacional e Meio Ambiente 2015. **ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/3124-workshop-de-seguranca-operacional-e-meio-ambiente-2015>>. Acesso em: 10 maio 2019.

APÊNDICE A – ESPECIFICAÇÕES DOS MATERIAS DAS LINHAS DE ANCORAGEM

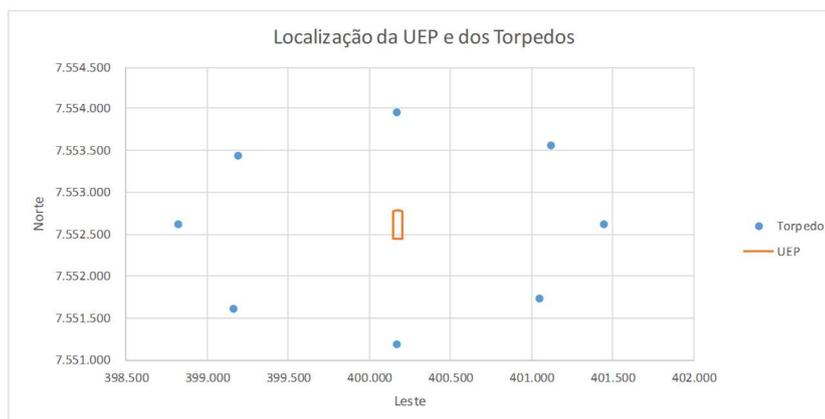


APÊNDICE B – DADOS DE ENTRADA PARA OS CÁLCULOS DA PLATAFORMA BASE

DADOS DA UEP (PROJETO)		
Coordenada X (E)	400.173	m
Coordenada Y (N)	7.552.613	m
Coordenada Z (Calado)	14,30	m
Aproamento (°)	0,00	deg
Comprimento entre perpendiculares	337,00	m
Comprimento Total	320,00	m
Boca Moldada	54,50	m
LDA	330	m



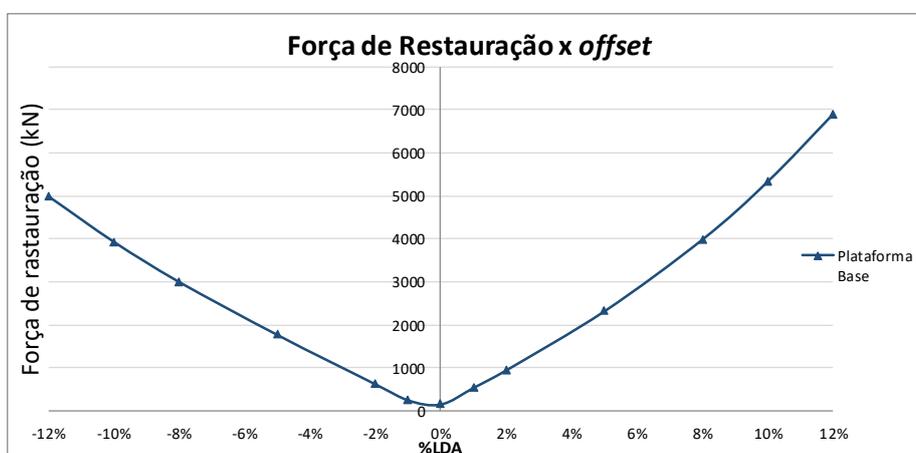
DADOS DA LINHA	1	2	3	4	5	6	7	8
Torpedo X	400.173	401.121	401.445	401.049	400.173	399.164	398.825	399.190
Torpedo Y	7.553.957	7.553.561	7.552.613	7.551.737	7.551.190	7.551.604	7.552.613	7.553.438
Torpedo Z	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325
Dist. Horizontal Afo Amar.	0	0	0	0	0	0	0	0
Fair lead X (E)	6,5	4,6	0	-4,6	-6,5	-4,6	0	4,6
Fair lead Y (N)	0	-4,6	-6,5	-4,6	0	4,6	6,5	4,6
Fair lead Z	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Lat	58	28	52	53	49	36	54	73
wat	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514
EAat	670500	670500	670500	670500	670500	670500	670500	670500
Lint	460	460	460	460	460	460	460	460
wint	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436
Eaint	335500	335500	335500	335500	335500	335500	335500	335500
Laf	900	928	835	800	990	1008	910	825
waf	1,6869	1,6869	1,6869	1,6869	1,6869	1,6869	1,6869	1,6869
EAaf	747100	747100	747100	747100	747100	747100	747100	747100



Posição da UEP	
Norte	Leste
7.552.790	400.173
7.552.773	400.200
7.552.453	400.200
7.552.453	400.146
7.552.773	400.146
7.552.790	400.173

APÊNDICE C – RESULTADOS DOS CÁLCULOS DA PLATAFORMA BASE

OffSet Transv (% do LDA)	OffSet Transv (m)	N	E	FX (kN)	FY (kN)	Força de Resteuração (kN)	Mz (kN.m)	Equilíbrio?
-12%	-39,60	7552613	400133	4996,06	24,86	4.996,12	0,000	OK!
-10%	-33,00	7552613	400140	3933,46	34,22	3.933,61	0,000	OK!
-8%	-26,40	7552613	400147	3004,13	42,35	3.004,43	0,000	OK!
-5%	-16,50	7552613	400157	1772,22	53,90	1.773,04	0,000	OK!
-2%	-6,60	7552613	400166	627,47	66,80	631,02	0,000	OK!
-1%	-3,30	7552613	400170	246,44	71,80	256,69	0,000	OK!
0%	0,00	7552613	400173	-140,86	77,33	160,69	0,000	OK!
1%	3,30	7552613	400176	-538,49	83,51	544,93	0,000	OK!
2%	6,60	7552613	400180	-950,62	90,45	954,91	0,000	OK!
5%	16,50	7552613	400190	-2318,50	117,43	2.321,47	0,000	OK!
8%	26,40	7552613	400199	-3984,20	157,18	3.987,30	0,000	OK!
10%	33,00	7552613	400206	-5327,01	193,25	5.330,51	0,000	OK!
12%	39,60	7552613	400213	-6896,78	233,48	6.900,73	0,000	OK!



APÊNDICE D – DADOS DE ENTRADA PARA A FERRAMENTA 2

DADOS DA UEP (PROJETO)		
Coordenada X (E)	-	m
Coordenada Y (N)	-	m
Coordenada Z (Calado)	21,63	m
Aproamento (°)	0,00	deg
LDA	330	m

Força de Restauração Máxima	
Fr	6.904,86 kN

DADOS DA LINHA	1	2	3	4	5	6	7	8				
Torpedo X	-	948	1.272	876	-	-	1.009	-	1.348	-	983	m
Torpedo Y	1.344	948	-	-	876	-	1.009	-	-	-	825	m
Torpedo Z	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325	m
Fair lead X (E)	6,5	4,6	0	-4,6	-6,5	-4,6	0	4,6	4,6	4,6	4,6	m
Fair lead Y (N)	0	-4,6	-6,5	-4,6	0	4,6	6,5	4,6	4,6	4,6	4,6	m
Fair lead Z	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	m
Azimuth	0	46	90	135	181	225	270	310	310	310	310	°
DN at	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	mm

CUSTO DO MATERIAL DA LINHA DE ANCORAGEM		
Material	Valor	Unidade
Amarra	0,80	USD/kg
Cabo de aço	1,20	USD/kg
Cabo Poliéster	1,05	USD/MBL.m

CUSTO TOTAL POR LINHA(USD)								
Linha	1	2	3	4	5	6	7	8
Amarra de Topo	22.525,7	21.601,8	19.463,5	19.113,7	21.962,4	22.166,1	22.266,5	22.241,4
Cabo de Aço	23.410,3	23.410,3	23.410,3	23.410,3	23.410,3	23.410,3	23.410,3	23.410,3
Amarra de Topo	144.155,0	148.590,6	133.858,2	128.472,2	171.877,2	156.828,0	144.155,0	133.858,2
Total correspondente por linha(USD)	190.091,0	193.602,7	176.732,0	170.996,3	217.249,9	202.404,4	189.831,8	179.510,0
TOTAL(USD)	1.520.418,10							

APÊNDICE E – CÁLCULOS DO CASO 1

LEGENDA	
azul	entrada
verde	variáveis
laranja	restrições do solver
preto	fórmulas

Posição de Equilíbrio

DADOS DA UEP		
Coordenada X (E)	-	m
Coordenada Y (N)	-	m
Coordenada Z (Calado)	14,30	m
Aproamento (°)	0,00	deg

CÁLCULO DO EQUILÍBRIO		
Soma FX	0,00	kN
Soma FY	0,00	kN
Soma MZ	0,00	kN*m

DADOS DA LINHA	1	2	3	4	5	6	7	8
Torpedo X Originais	1344	948	0	-876	-1423	-1009	0	825
Torpedo Z	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325
Torpedo Prof	0	0	0	0	0	0	0	0
Dist. Horizontal Afo Amar.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Raio de Ancoragem	1283,25	1283,25	1283,25	1283,25	1283,25	1283,25	1283,25	1283,25
Fair lead X	6,50	4,60	0,00	-4,60	-6,50	-4,60	0,00	4,60
Fair lead Y	0,00	-4,60	-6,50	-4,60	0,00	4,60	6,50	4,60
Fair lead Z	1,40	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Azimute	0	45	90	135	180	225	270	315
DN at	95	95	95	95	95	95	95	95
Lat	229	229	229	229	229	229	229	229
wat	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559
EAat	689410	689410	689410	689410	689410	689410	689410	689410
Lsintético	171	171	171	171	171	171	171	171
Carga Associada	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
MBL	8338	8338	8338	8338	8338	8338	8338	8338
Wsub sintético	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476
EAsintético	125069	125069	125069	125069	125069	125069	125069	125069
DN af	91	91	91	91	91	91	91	91
Laf	955	955	955	955	955	955	955	955
MBL	8332	8332	8332	8332	8332	8332	8332	8332
waf	1,4284	1,4284	1,4284	1,4284	1,4284	1,4284	1,4284	1,4284
EAAf	632922	632922	632922	632922	632922	632922	632922	632922

Sistema em Equilíbrio?	OK!	1	2	3	4	5	6	7	8
Linha em Equilíbrio?	OK!								
Tração de Topo	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9
Ângulo de Topo	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8
Força Horizontal	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0
Força Vertical	970,3	970,3	970,3	970,3	970,3	970,3	970,3	970,3	970,3
Tração de TDP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Força Vertical TDP	54,2	54,2	54,2	54,2	54,2	54,2	54,2	54,2	54,2

DADOS DA CATENÁRIA	1	2	3	4	5	6	7	8
Torpedo X Novo	0,0	912,0	1289,7	912,0	0,0	-912,0	-1289,7	-912,0
Torpedo Y Novo	1289,7	912,0	0,0	-912,0	-1289,7	-912,0	0,0	912,0
Base X	0,0	912,0	1289,7	912,0	0,0	-912,0	-1289,7	-912,0
Base Y	1289,7	912,0	0,0	-912,0	-1289,7	-912,0	0,0	912,0
Topo X	0,0	4,6	6,5	4,6	0,0	-4,6	-6,5	-4,6
Topo Y	6,5	4,6	0,0	-4,6	-6,5	-4,6	0,0	4,6
Topo Z	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9
2D Módulo	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2
2D X	0,000	0,707	1,000	0,707	0,000	-0,707	-1,000	-0,707
2D Y	1,000	0,707	0,000	-0,707	-1,000	-0,707	0,000	0,707
3D Módulo	1320,7	1320,7	1320,7	1320,7	1320,7	1320,7	1320,7	1320,7
3D X	0,0	0,7	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7
3D Y	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7	0,0	0,7
3D Z	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
d	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
T	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9	1516,9
teta	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8
teta(rad)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
H	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0
V	970,3	970,3	970,3	970,3	970,3	970,3	970,3	970,3
Vc	613,5	613,5	613,5	613,5	613,5	613,5	613,5	613,5
Tc	1317,6	1317,6	1317,6	1317,6	1317,6	1317,6	1317,6	1317,6
Vaf	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3
Taf	1313,8	1313,8	1313,8	1313,8	1313,8	1313,8	1313,8	1313,8
Lsusp	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8
Lap	531,5	531,5	531,5	531,5	531,5	531,5	531,5	531,5
Vtundo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ttundo	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0	1166,0
dz1	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4	128,4
dz2	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1
dz3	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6
dz	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
FX	0,0	824,5	1166,0	824,5	0,0	-824,5	-1166,0	-824,5
FY	1166,0	824,5	0,0	-824,5	-1166,0	-824,5	0,0	824,5
MZ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erro 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
x1	190,1	190,1	190,1	190,1	190,1	190,1	190,1	190,1
x2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2
x3	407,5	407,5	407,5	407,5	407,5	407,5	407,5	407,5
x	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2	1283,2
Erro 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Soma Vetorial dos Erros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Variavel	Valor	Limite Inferior	Limite Superior
Offset	39,60	0	39,6
Raio Anc	1283,25	350	3500
Lat	229,31	20	250
Lcabo	171,07	0,1	5000
MBLcabo	8337,94	1000	12000
Laf	955,26	50	5000
Daf	91,02	35	120
Teq 1	1516,93	500	4301,52
Teq 2	1516,93	500	4301,52
Teq 3	1516,93	500	4301,52
Teq 4	1516,93	500	4301,52
Teq 5	1516,93	500	4301,52
Teq 6	1516,93	500	4301,52
Teq 7	1516,93	500	4301,52
Teq 8	1516,93	500	4301,52
Aeq 1	39,76	1	89
Aeq 2	39,76	1	89
Aeq 3	39,76	1	89
Aeq 4	39,76	1	89
Aeq 5	39,76	1	89
Aeq 6	39,76	1	89
Aeq 7	39,76	1	89
Aeq 8	39,76	1	89
T10% 1	1538,67	500	4301,52
T10% 2	869,55	500	4301,52
T10% 3	722,00	500	4301,52
T10% 4	869,55	500	4301,52
T10% 5	1538,67	500	4301,52
T10% 6	3146,93	500	4301,52
T10% 7	4301,52	500	4301,52
T10% 8	3146,93	500	4301,52
A10% 1	39,49	1	89
A10% 2	52,50	1	89
A10% 3	57,83	1	89
A10% 4	52,50	1	89
A10% 5	39,49	1	89
A10% 6	27,93	1	89
A10% 7	24,03	1	89
A10% 8	27,93	1	89

Restrição	Formula	Referência	Valor
F1	-6900,73	menor	-6900,73
Eqx	0,00	igual	0,00
Eqy	0,00	igual	0,00
Eqm	0,00	igual	0,00
Tc1	1340,37	menor	4168,97
Tc2	625,43	menor	4168,97
Tc3	460,95	menor	4168,97
Tc4	625,43	menor	4168,97
Tc5	1340,37	menor	4168,97
Tc6	2996,44	menor	4168,97
Tc7	4168,97	menor	4168,97
Tc8	2996,44	menor	4168,97
Taf1	1336,61	menor	4166,25
Taf2	621,13	menor	4166,25
Taf3	456,51	menor	4166,25
Taf4	621,13	menor	4166,25
Taf5	1336,61	menor	4166,25
Taf6	2993,41	menor	4166,25
Taf7	4166,25	menor	4166,25
Taf8	2993,41	menor	4166,25
Vf1	0,00		
Vf2	0,00		
Vf3	0,00		
Vf4	0,00		
Vf5	0,00		
Vf6	0,00		
Vf7	22,43		
Vf8	0,00		

12% OFFSET

DADOS DA UEP		
Coordenada X (E)	39,60	m
Coordenada Y (N)	-	m
Coordenada Z (Calado)	14,30	m
Aproamento (°)	0,00	deg

CÁLCULO DO EQUILÍBRIO		
Soma FX	-6900,73	kN
Soma FY	0,00	kN
Soma MZ	0,00	kN*m

Sistema em Equilíbrio?	OK!							
RESULTADOS	1	2	3	4	5	6	7	8
Linha em Equilíbrio?	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!
Tração de Topo	1538,7	869,6	722,0	869,6	1538,7	3146,9	4301,5	3146,9
Ângulo de Topo	39,5	52,5	57,8	52,5	39,5	27,9	24,0	27,9
Força Horizontal	1187,5	529,4	384,4	529,4	1187,5	2780,3	3928,6	2780,3
Força Vertical	978,5	689,8	611,1	689,8	978,5	1474,1	1751,9	1474,1
Tração de TDP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0
Força Vertical TDP	53,6	74,2	79,8	74,2	53,6	18,2	0,0	18,2

DADOS DA CATENÁRIA	1	2	3	4	5	6	7	8
Torpedo X Novo	0,0	912,0	1289,7	912,0	0,0	-912,0	-1289,7	-912,0
Torpedo Y Novo	1289,7	912,0	0,0	-912,0	-1289,7	-912,0	0,0	912,0
Base X	0,0	912,0	1289,7	912,0	0,0	-912,0	-1289,7	-912,0
Base Y	1289,7	912,0	0,0	-912,0	-1289,7	-912,0	0,0	912,0
Topo X	39,6	44,2	46,1	44,2	39,6	35,0	33,1	35,0
Topo Y	6,5	4,6	0,0	-4,6	-6,5	-4,6	0,0	4,6
Topo Z	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9
2D Módulo	1283,9	1255,6	1243,6	1255,6	1283,9	1311,5	1322,8	1311,5
2D X	-0,031	0,691	1,000	0,691	-0,031	-0,722	-1,000	-0,722
2D Y	1,000	0,723	0,000	-0,723	-1,000	-0,692	0,000	0,692
3D Módulo	1321,2	1293,8	1282,2	1293,8	1321,2	1348,2	1359,2	1348,2
3D X	0,0	0,7	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7
3D Y	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7	0,0	0,7
3D Z	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
d	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
T	1538,7	869,6	722,0	869,6	1538,7	3146,9	4301,5	3146,9
teta	39,5	52,5	57,8	52,5	39,5	27,9	24,0	27,9
teta(rad)	0,7	0,9	1,0	0,9	0,7	0,5	0,4	0,5
H	1187,5	529,4	384,4	529,4	1187,5	2780,3	3928,6	2780,3
V	978,5	689,8	611,1	689,8	978,5	1474,1	1751,9	1474,1
Vc	621,7	333,1	254,4	333,1	621,7	1117,3	1395,1	1117,3
Tc	1340,4	625,4	461,0	625,4	1340,4	2996,4	4169,0	2996,4
Vaf	613,5	324,9	246,2	324,9	613,5	1109,1	1387,0	1109,1
Taf	1336,6	621,1	456,5	621,1	1336,6	2993,4	4166,2	2993,4
Lsusp	429,5	227,5	172,4	227,5	429,5	776,5	955,3	776,5
Lap	525,8	727,8	782,9	727,8	525,8	178,8	0,0	178,8
Vfundo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,4	0,0
Tfundo	1187,5	529,4	384,4	529,4	1187,5	2780,3	3928,6	2780,3
dz1	127,7	157,1	167,9	157,1	127,7	97,2	85,7	97,2
dz2	79,8	90,7	93,7	90,7	79,8	65,1	59,0	65,1
dz3	104,6	64,3	50,5	64,3	104,6	149,8	167,4	149,8
dz	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
FX	-36,6	365,9	384,4	365,9	-36,6	-2007,5	-3928,6	-2007,5
FY	1186,9	382,6	0,0	-382,6	-1186,9	-1923,6	0,0	1923,6
MZ	238,1	76,8	0,0	-76,8	-238,1	-386,2	0,0	386,2
Erro 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
x1	190,5	165,8	153,9	165,8	190,5	208,7	214,1	208,7
x2	153,4	146,0	143,9	146,0	153,4	162,6	166,6	162,6
x3	413,2	215,4	162,4	215,4	413,2	760,6	942,1	760,6
x	1283,9	1255,6	1243,6	1255,6	1283,9	1311,5	1322,8	1311,5
Erro 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Soma Vetorial dos Erros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

CUSTO TOTAL POR LINHA (USD)

Linha	1	2	3	4	5	6	7	8
Amarra de Topo	45.110,7	45.110,7	45.110,7	45.110,7	45.110,7	45.110,7	45.110,7	45.110,7
Cabo Poliéster	1.497.656,5	1.497.656,5	1.497.656,5	1.497.656,5	1.497.656,5	1.497.656,5	1.497.656,5	1.497.656,5
Amarra de Fundo	127.904,3	127.904,3	127.904,3	127.904,3	127.904,3	127.904,3	127.904,3	127.904,3
Total correspondente por linha (USD)	1.670.671,5	1.670.671,5	1.670.671,5	1.670.671,5	1.670.671,5	1.670.671,5	1.670.671,5	1.670.671,5
TOTAL (USD)	13.365.372,12							

APÊNDICE F - CÁLCULOS DO CASO 2

LEGENDA	
azul	entrada
verde	variáveis
laranja	restrições do solver
preto	fórmulas

Posição de Equilíbrio

DADOS DA UEP		
Coordenada X (E)	-	m
Coordenada Y (N)	-	m
Coordenada Z (Calado)	14,30	m
Aproamento (°)	0,00	deg

CÁLCULO DO EQUILÍBRIO		
Soma FX	0,00	kN
Soma FY	0,00	kN
Soma MZ	0,00	kN*m

Torpedo X Originais	0	948	1272	876	0	-1009	-1348	-983
Torpedo Y Originais	1344	948	0	-876	-1423	-1009	0	825
Torpedo Z	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325
Torpedo Prof.	10	10	10	10	10	10	10	10
Dist. Horizontal Aflo Amar.	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54
Raio de Ancoragem	1179,62	1179,62	1179,62	1179,62	1179,62	1179,62	1179,62	1179,62
Fair lead X	6,50	4,60	0,00	-4,60	-6,50	-4,60	0,00	4,60
Fair lead Y	0,00	-4,60	-6,50	-4,60	0,00	4,60	6,50	4,60
Fair lead Z	1,40	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Azimute	0	45	90	135	180	225	270	315
DN at	95	95	95	95	95	95	95	95
Lat	20	20	20	20	20	20	20	20
wat	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559	1,5559
EaAt	689410	689410	689410	689410	689410	689410	689410	689410
Lcabo	547	547	547	547	547	547	547	547
DN cabo	138	138	138	138	138	138	138	138
MBL	8579,88	8580	8580	8580	8580	8580	8580	8580
Wsub cabo	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
EAcabo	589060	589060	589060	589060	589060	589060	589060	589060
DN af	91	91	91	91	91	91	91	91
Laf	681	681	681	681	681	681	681	681
MBL	8337	8337	8337	8337	8337	8337	8337	8337
waf	1,4292	1,4292	1,4292	1,4292	1,4292	1,4292	1,4292	1,4292
Eaaf	633284	633284	633284	633284	633284	633284	633284	633284

Sistema em Equilíbrio?								
RESULTADOS	1	2	3	4	5	6	7	8
Linha em Equilíbrio?	OKI							
Tração de Topo	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4
Ângulo de Topo	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4
Força Horizontal	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7
Força Vertical	714,4	714,4	714,4	714,4	714,4	714,4	714,4	714,4
Tração de TDP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Força Tração TDP	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9

DADOS DA CATENÁRIA								
Torpedo X Novo	0,0	838,7	1186,1	838,7	0,0	-838,7	-1186,1	-838,7
Torpedo Y Novo	1186,1	838,7	0,0	-838,7	-1186,1	-838,7	0,0	838,7
Base X	0,0	833,4	1178,6	833,4	0,0	-833,4	-1178,6	-833,4
Base Y	1178,6	833,4	0,0	-833,4	-1178,6	-833,4	0,0	833,4
Topo X	0,0	4,6	6,5	4,6	0,0	-4,6	-6,5	-4,6
Topo Y	6,5	4,6	0,0	-4,6	-6,5	-4,6	0,0	4,6
Topo Z	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9
2D Módulo	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1
2D X	0,000	0,707	1,000	0,707	0,000	-0,707	-1,000	-0,707
2D Y	1,000	0,707	0,000	-0,707	-1,000	-0,707	0,000	0,707
3D Módulo	1212,9	1212,9	1212,9	1212,9	1212,9	1212,9	1212,9	1212,9
3D X	0,0	0,7	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7
3D Y	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7	0,0	0,7
3D Z	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
d	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
T	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4	1150,4
teta	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4
teta(rad)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
H	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7
V	714,4	714,4	714,4	714,4	714,4	714,4	714,4	714,4
Vc	683,2	683,2	683,2	683,2	683,2	683,2	683,2	683,2
Tc	1131,3	1131,3	1131,3	1131,3	1131,3	1131,3	1131,3	1131,3
Vaf	315,9	315,9	315,9	315,9	315,9	315,9	315,9	315,9
Taf	955,4	955,4	955,4	955,4	955,4	955,4	955,4	955,4
Lsusp	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0
Lap	460,4	460,4	460,4	460,4	460,4	460,4	460,4	460,4
Vfundo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tfundo	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7	901,7
dz1	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
dz2	262,2	262,2	262,2	262,2	262,2	262,2	262,2	262,2
dz3	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7
dz	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
FX	0,0	637,6	901,7	637,6	0,0	-637,6	-901,7	-637,6
FY	901,7	637,6	0,0	-637,6	-901,7	-637,6	0,0	637,6
MZ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erro 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
x1	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
x2	478,1	478,1	478,1	478,1	478,1	478,1	478,1	478,1
x3	217,1	217,1	217,1	217,1	217,1	217,1	217,1	217,1
x	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1	1172,1
Erro 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Soma Vetorial dos Erros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Variavel	Valor	Limite Inferior	Limite Superior
offset	39,06236913	0	39,6
Raio Anc	1179,62	350	3500
Lat	20,00	20	400
Lcabo	546,56	0,1	5000
DN cabo			

12% OFFSET

DADOS DA UEP		
Coordenada X (E)	39,60	m
Coordenada Y (N)	-	m
Coordenada Z (Calado)	14,30	m
Aproamento (°)	0,00	deg

CÁLCULO DO EQUILÍBRIO		
Soma FX	-6900,73	kN
Soma FY	0,00	kN
Soma MZ	0,00	kN*m

Sistema em Equilíbrio?	OK!							
RESULTADOS	1	2	3	4	5	6	7	8
Linha em Equilíbrio?	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!
Tração de Topo	1172,1	604,1	505,5	604,1	1172,1	2815,2	4301,5	2815,2
Ângulo de Topo	38,1	51,4	56,2	51,4	38,1	26,2	22,0	26,2
Força Horizontal	922,7	377,1	280,9	377,1	922,7	2525,8	3987,2	2525,8
Força Vertical	722,9	471,9	420,2	471,9	722,9	1243,3	1614,2	1243,3
Tração de TDP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,6	0,0
Força Vertical TDP	46,3	64,2	67,9	64,2	46,3	9,2	0,0	9,2

DADOS DA CATENÁRIA								
Torpedo X Novo	0,0	838,7	1186,1	838,7	0,0	-838,7	-1186,1	-838,7
Torpedo Y Novo	1186,1	838,7	0,0	-838,7	-1186,1	-838,7	0,0	838,7
Base X	0,0	833,4	1178,6	833,4	0,0	-833,4	-1178,6	-833,4
Base Y	1178,6	833,4	0,0	-833,4	-1178,6	-833,4	0,0	833,4
Topo X	39,1	43,7	45,6	43,7	39,1	34,5	32,6	34,5
Topo Y	6,5	4,6	0,0	-4,6	-6,5	-4,6	0,0	4,6
Topo Z	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9
2D Módulo	1172,7	1144,8	1133,0	1144,8	1172,7	1200,0	1211,2	1200,0
2D X	-0,033	0,690	1,000	0,690	-0,033	-0,723	-1,000	-0,723
2D Y	0,999	0,724	0,000	-0,724	-0,999	-0,691	0,000	0,691
3D Módulo	1213,6	1186,6	1175,2	1186,6	1213,6	1239,9	1250,7	1239,9
3D X	0,0	0,7	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7
3D Y	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7	0,0	0,7
3D Z	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3
d	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
T	1172,1	604,1	505,5	604,1	1172,1	2815,2	4301,5	2815,2
teta	38,1	51,4	56,2	51,4	38,1	26,2	22,0	26,2
teta(rad)	0,7	0,9	1,0	0,9	0,7	0,5	0,4	0,5
H	922,7	377,1	280,9	377,1	922,7	2525,8	3987,2	2525,8
V	722,9	471,9	420,2	471,9	722,9	1243,3	1614,2	1243,3
Vc	691,8	440,8	389,1	440,8	691,8	1212,2	1583,1	1212,2
Tc	1153,2	580,1	479,9	580,1	1153,2	2801,6	4289,9	2801,6
Vaf	324,5	73,5	21,8	73,5	324,5	844,9	1215,7	844,9
Taf	978,0	384,2	281,7	384,2	978,0	2663,3	4168,4	2663,3
Lsusp	227,0	51,4	15,2	51,4	227,0	591,1	681,4	591,1
Lap	454,4	630,0	666,2	630,0	454,4	90,3	0,0	90,3
Vfundo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	241,8	0,0
Tfundo	922,7	377,1	280,9	377,1	922,7	2525,8	3994,5	2525,8
dz1	12,2	15,4	16,4	15,4	12,2	8,8	7,5	8,8
dz2	261,1	291,7	295,1	291,7	261,1	206,7	182,2	206,7
dz3	38,8	5,0	0,6	5,0	38,8	96,6	122,5	96,6
dz	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
FX	-30,7	260,2	280,9	260,2	-30,7	-1826,6	-3987,2	-1826,6
FY	922,1	273,0	0,0	-273,0	-922,1	-1744,4	0,0	1744,4
MZ	199,8	59,2	0,0	-59,2	-199,8	-378,2	0,0	378,2
Erro 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
x1	15,9	12,8	11,4	12,8	15,9	18,1	18,7	18,1
x2	478,9	450,5	439,9	450,5	478,9	508,3	519,3	508,3
x3	222,9	51,1	15,2	51,1	222,9	583,0	673,2	583,0
x	1172,7	1144,8	1133,0	1144,8	1172,7	1200,0	1211,2	1200,0
Erro 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Soma Vetorial dos Erros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

CUSTO TOTAL POR LINHA (USD)

Linha	1	2	3	4	5	6	7	8
Amarra	14.584,4	14.584,4	14.584,4	14.584,4	14.584,4	14.584,4	14.584,4	14.584,4
Cabo de Aço	51.646,9	51.646,9	51.646,9	51.646,9	51.646,9	51.646,9	51.646,9	51.646,9
Amarra	91.290,9	91.290,9	91.290,9	91.290,9	91.290,9	91.290,9	91.290,9	91.290,9
Total correspondente por linha (USD)	157.522,2	157.522,2	157.522,2	157.522,2	157.522,2	157.522,2	157.522,2	157.522,2
TOTAL (USD)	1.260.177,71							

APÊNDICE G - CÁLCULOS DO CASO 3

LEGENDA	
azul	entrada
verde	variáveis
laranja	restrições do solver
preto	fórmulas

Posição de Equilíbrio

DADOS DA UEP		
Coordenada X (E)	-	m
Coordenada Y (N)	-	m
Coordenada Z (Calado)	14,30	m
Aproamento (°)	0,00	deg

CÁLCULO DO EQUILÍBRIO		
Soma FX	0,00	kN
Soma FY	0,00	kN
Soma MZ	0,00	kN*m

Torpedo X Originais	0	948	1272	876	0	-1009	-1348	-983
Torpedo Y Originais	1344	948	0	-876	-1423	-1009	0	825
Torpedo Z	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325	-325
Torpedo Prof.	10	10	10	10	10	10	10	10
Dist. Horizontal Afo Amar.	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54
Raio de Ancoragem	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00
Fair lead X	6,50	4,60	0,00	-4,60	-6,50	-4,60	0,00	4,60
Fair lead Y	0,00	-4,60	-6,50	-4,60	0,00	4,60	6,50	4,60
Fair lead Z	1,40	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Azimute	0	45	90	135	180	225	270	315
DN at	95	95	95	95	95	95	95	95
Lat	86	86	86	86	86	86	86	86
wat	1,5599	1,5599	1,5599	1,5599	1,5599	1,5599	1,5599	1,5599
EAcab	689410	689410	689410	689410	689410	689410	689410	689410
Lcabo	585	585	585	585	585	585	585	585
DN cabo	136	136	136	136	136	136	136	136
MBL	8488,43	8488	8488	8488	8488	8488	8488	8488
Wsub cabo	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
EAcabo	572849	572849	572849	572849	572849	572849	572849	572849
DN af	99	99	99	99	99	99	99	99
Laf	697	697	697	697	697	697	697	697
MBL	9623	9623	9623	9623	9623	9623	9623	9623
waf	1,6774	1,6774	1,6774	1,6774	1,6774	1,6774	1,6774	1,6774
EAAf	743253	743253	743253	743253	743253	743253	743253	743253

Sistema em Equilíbrio?	OK!
RESULTADOS	
Linha em Equilíbrio?	OK!
Tração de Topo	OK!
Ângulo de Topo	OK!
Força Horizontal	OK!
Força Vertical	OK!
Tração de TDP	OK!
Força Vertical TDP	OK!

DADOS DA CATENÁRIA								
Torpedo X Novo	0,0	923,8	1306,5	923,8	0,0	-923,8	-1306,5	-923,8
Torpedo Y Novo	1306,5	923,8	0,0	-923,8	-1306,5	-923,8	0,0	923,8
Base X	0,0	918,5	1299,0	918,5	0,0	-918,5	-1299,0	-918,5
Base Y	1299,0	918,5	0,0	-918,5	-1299,0	-918,5	0,0	918,5
Topo X	0,0	4,6	6,5	4,6	0,0	-4,6	-6,5	-4,6
Topo Y	6,5	4,6	0,0	-4,6	-6,5	-4,6	0,0	4,6
Topo Z	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9
2D Módulo	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5
2D X	0,000	0,707	1,000	0,707	0,000	-0,707	-1,000	-0,707
2D Y	1,000	0,707	0,000	-0,707	-1,000	-0,707	0,000	0,707
3D Módulo	1329,6	1329,6	1329,6	1329,6	1329,6	1329,6	1329,6	1329,6
3D X	0,0	0,7	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7
3D Y	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7	0,0	0,7
3D Z	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
d	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
T	1076,8	1076,8	1076,8	1076,8	1076,8	1076,8	1076,8	1076,8
teta	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1
teta(rad)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
H	811,5	811,5	811,5	811,5	811,5	811,5	811,5	811,5
V	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
Vc	574,1	574,1	574,1	574,1	574,1	574,1	574,1	574,1
Tc	994,0	994,0	994,0	994,0	994,0	994,0	994,0	994,0
Vaf	191,7	191,7	191,7	191,7	191,7	191,7	191,7	191,7
Taf	833,8	833,8	833,8	833,8	833,8	833,8	833,8	833,8
Lsusp	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3
Lap	582,8	582,8	582,8	582,8	582,8	582,8	582,8	582,8
Vfundo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thundo	811,5	811,5	811,5	811,5	811,5	811,5	811,5	811,5
dz1	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3
dz2	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5	245,5
dz3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
dz	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
FX	0,0	573,8	811,5	573,8	0,0	-573,8	-811,5	-573,8
FY	811,5	573,8	0,0	-573,8	-811,5	-573,8	0,0	573,8
MZ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erro 1	0,000							
x1	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
x2	528,1	528,1	528,1	528,1	528,1	528,1	528,1	528,1
x3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3
x	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5	1292,5
Erro 2	0,000							
Soma Vetorial dos Erros	0,0							

Variavel	Valor	Limite Inferior	Limite Superior
offset	39,05	0	39,6
Raio Anc	1300,00	350	3500
Lat	85,92	20	400
Lcabo	585,11	0,1	5000
DN cabo	136,47	80	150
Laf	697,06	50	5000
Daf	98,64	35	120
Teq 1	1076,76	500	4301,52
Teq 2	1076,76	500	4301,52
Teq 3	1076,76	500	4301,52
Teq 4	1076,76	500	4301,52
Teq 5	1076,76	500	4301,52
Teq 6	1076,76	500	4301,52
Teq 7	1076,76	500	4301,52
Teq 8	1076,76	500	4301,52
Aeq 1	41,09	1	89
Aeq 2	41,09	1	89
Aeq 3	41,09	1	89
Aeq 4	41,09	1	89
Aeq 5	41,09	1	89
Aeq 6	41,09	1	89
Aeq 7	41,09	1	89
Aeq 8	41,09	1	89
T10% 1	1095,55	500	4301,52
T10% 2	627,75	500	4301,52
T10% 3	559,99	500	4301,52
T10% 4	627,75	500	4301,52
T10% 5	1095,55	500	4301,52
T10% 6	2850,36	500	4301,52
T10% 7	4300,70	500	4301,52
T10% 8	2850,36	500	4301,52
A10% 1	40,76	1	89
A10% 2	54,55	1	89
A10% 3	58,62	1	89
A10% 4	54,55	1	89
A10% 5	40,76	1	89
A10% 6	26,78	1	89
A10% 7	22,50	1	89
A10% 8	26,78	1	89

Restrição	Fórmula	Referência	Valor
Fr	-6901,30	menor	-6900,73
Eqx	0,00	igual	0,00
Eqy	0,00	igual	0,00
Eqm	0,00	igual	0,00
Tc1	1013,34	menor	4498,87
Tc2	524,61	menor	4498,87
Tc3	451,26	menor	4498,87
Tc4	524,61	menor	4498,87
Tc5	1013,34	menor	4498,87
Tc6	2792,66	menor	4498,87
Tc7	4251,33	menor	4498,87
Tc8	2792,66	menor	4498,87
Taf1	853,40	menor	4811,37
Taf2	364,13	menor	4811,37
Taf3	294,05	menor	4811,37
Taf4	364,13	menor	4811,37
Taf5	853,40	menor	4811,37
Taf6	2658,02	menor	4811,37
Taf7	4130,80	menor	4811,37
Taf8	2658,02	menor	4811,37
Vf1	0,00		0
Vf2	0,00		0
Vf3	0,00		0
Vf4	0,00		0
Vf5	0,00		0
Vf6	0,00		0
Vf7	0,00		0
Vf8	0,00		0

12% OFFSET

DADOS DA UEP		
Coordenada X (E)	39,60	m
Coordenada Y (N)	-	m
Coordenada Z (Calado)	14,30	m
Aproamento (°)	0,00	deg

CÁLCULO DO EQUILÍBRIO		
Soma FX	-6901,30	kN
Soma FY	0,00	kN
Soma MZ	0,00	kN*m

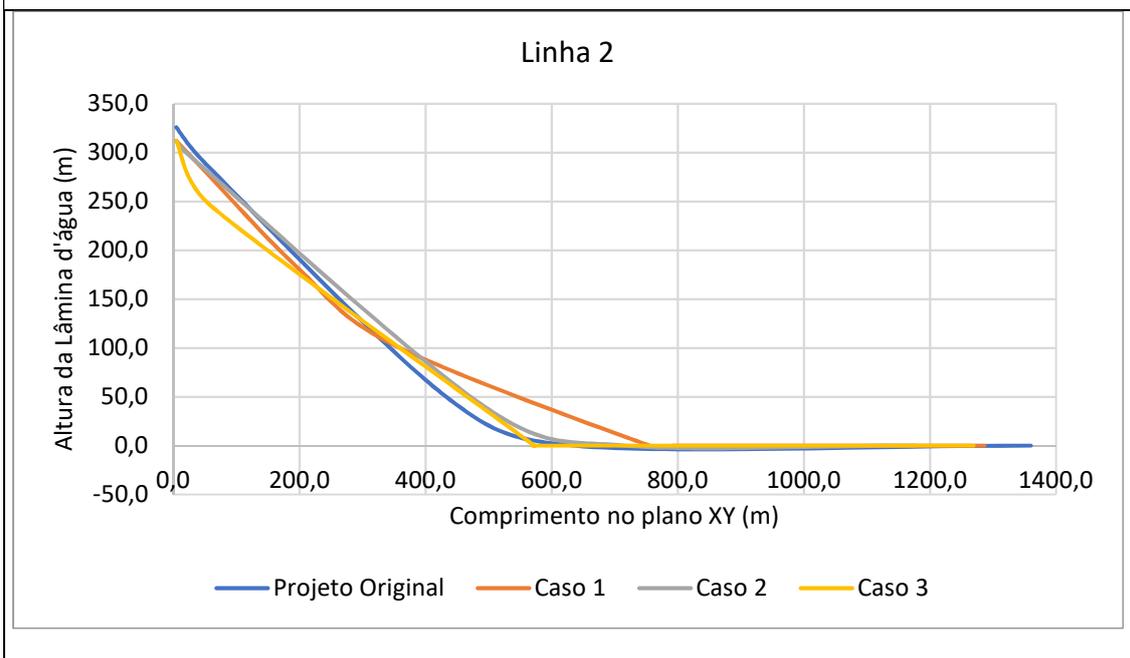
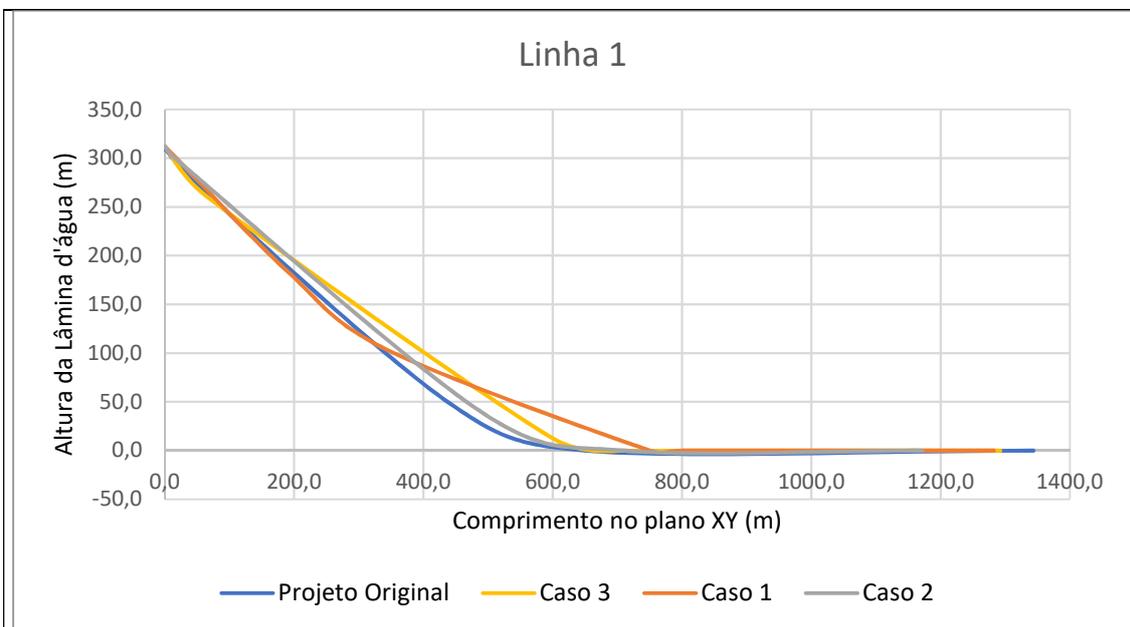
Sistema em Equilíbrio?	OK!							
RESULTADOS	1	2	3	4	5	6	7	8
Linha em Equilíbrio?	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!	OK!
Tração de Topo	1095,5	627,8	560,0	627,8	1095,5	2850,4	4300,7	2850,4
Ângulo de Topo	40,8	54,5	58,6	54,5	40,8	26,8	22,5	26,8
Força Horizontal	829,8	364,1	291,6	364,1	829,8	2544,6	3973,3	2544,6
Força Vertical	715,3	511,4	478,1	511,4	715,3	1284,4	1645,9	1284,4
Tração de TDP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Força Vertical TDP	59,0	71,3	73,4	71,3	59,0	24,4	2,4	24,4

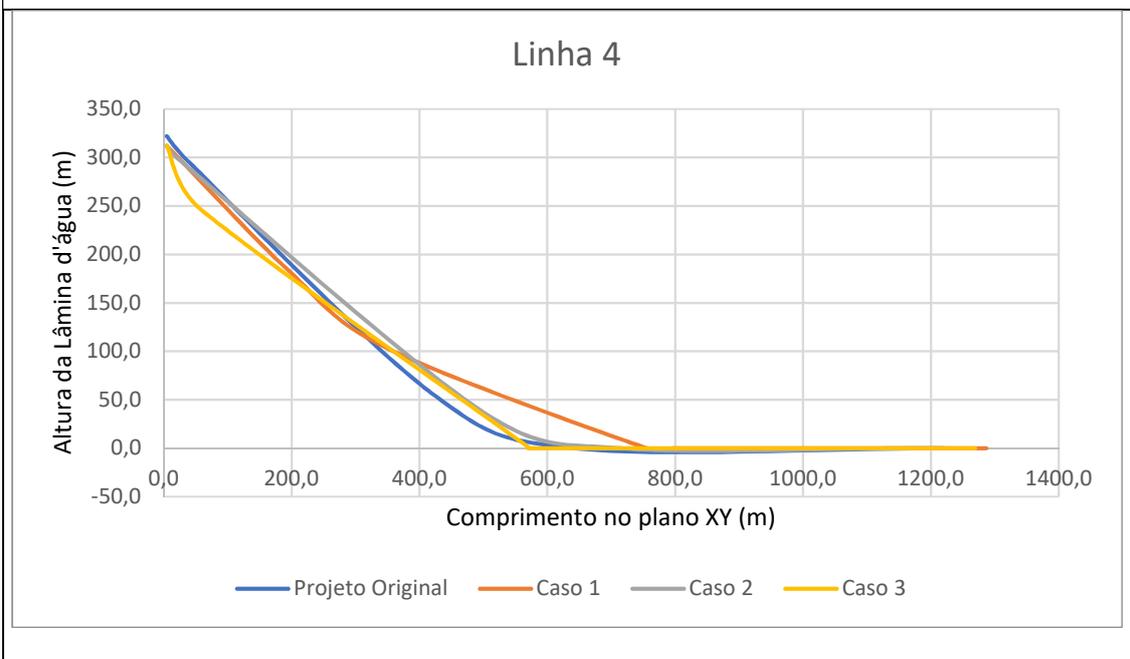
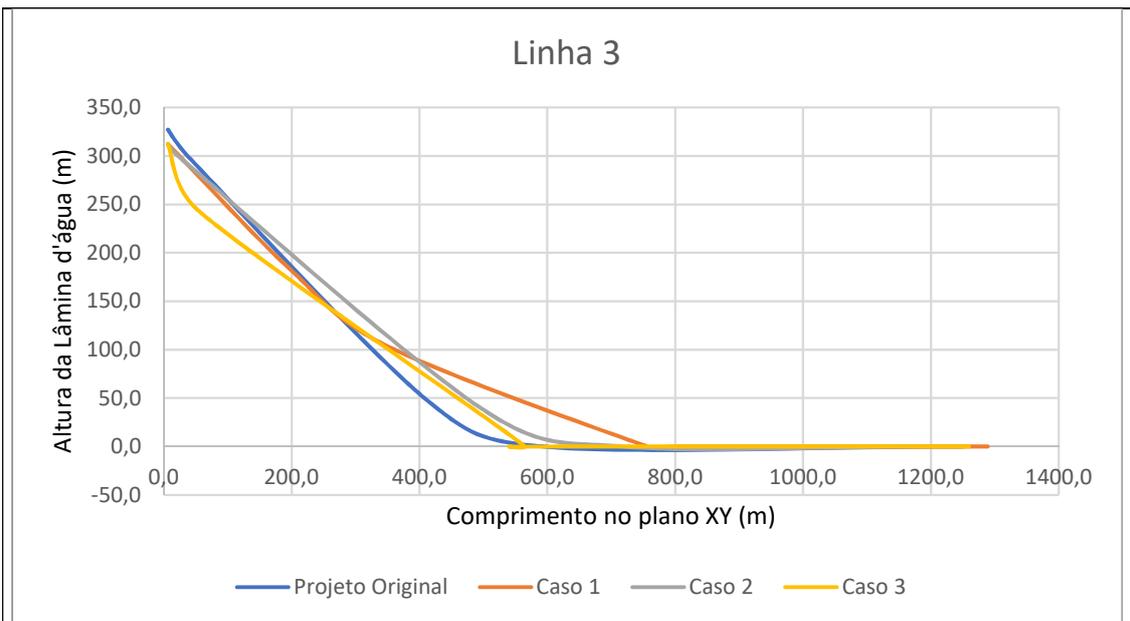
DADOS DA CATENÁRIA								
Torpedo X Novo	0,0	923,8	1306,5	923,8	0,0	-923,8	-1306,5	-923,8
Torpedo Y Novo	1306,5	923,8	0,0	-923,8	-1306,5	-923,8	0,0	923,8
Base X	0,0	918,5	1299,0	918,5	0,0	-918,5	-1299,0	-918,5
Base Y	1299,0	918,5	0,0	-918,5	-1299,0	-918,5	0,0	918,5
Topo X	39,1	43,7	45,6	43,7	39,1	34,5	32,6	34,5
Topo Y	6,5	4,6	0,0	-4,6	-6,5	-4,6	0,0	4,6
Topo Z	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9	-12,9
2D Módulo	1293,1	1265,2	1253,4	1265,2	1293,1	1320,4	1331,5	1320,4
2D X	-0,030	0,692	1,000	0,692	-0,030	-0,722	-1,000	-0,722
2D Y	1,000	0,722	0,000	-0,722	-1,000	-0,692	0,000	0,692
3D Módulo	1330,2	1303,1	1291,7	1303,1	1330,2	1356,8	1367,6	1356,8
3D X	0,0	0,7	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7
3D Y	1,0	0,7	0,0	-0,7	-1,0	-0,7	0,0	0,7
3D Z	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
d	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
T	1095,5	627,8	560,0	627,8	1095,5	2850,4	4300,7	2850,4
teta	40,8	54,5	58,6	54,5	40,8	26,8	22,5	26,8
teta(rad)	0,7	1,0	1,0	1,0	0,7	0,5	0,4	0,5
H	829,8	364,1	291,6	364,1	829,8	2544,6	3973,3	2544,6
V	715,3	511,4	478,1	511,4	715,3	1284,4	1645,9	1284,4
Vc	581,6	377,7	344,4	377,7	581,6	1150,8	1512,2	1150,8
Tc	1013,3	524,6	451,3	524,6	1013,3	2792,7	4251,3	2792,7
Vaf	199,2	-4,7	-38,0	-4,7	199,2	768,3	1129,8	768,3
Taf	853,4	364,1	294,0	364,1	853,4	2658,0	4130,8	2658,0
Lsusp	118,7	-2,8	-22,7	-2,8	118,7	458,0	673,5	458,0
Lap	578,3	699,9	719,7	699,9	578,3	239,0	23,5	239,0
Vfundo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tfundo	829,8	364,1	291,6	364,1	829,8	2544,6	3973,3	2544,6
dz1	52,9	66,3	69,9	66,3	52,9	37,2	31,9	37,2
dz2	245,1	245,7	240,7	245,7	245,1	207,0	185,8	207,0
dz3	14,1	0,0	1,5	0,0	14,1	67,9	94,4	67,9
dz	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1	312,1
FX	-25,1	251,8	291,6	251,8	-25,1	-1836,5	-3973,3	-1836,5
FY	829,5	263,0	0,0	-263,0	-829,5	-1761,2	0,0	1761,2
MZ	162,9	51,7	0,0	-51,7	-162,9	-346,2	0,0	346,2
Erro 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
x1	67,8	54,6	49,9	54,6	67,8	77,8	80,3	77,8
x2	528,5	513,2	506,1	513,2	528,5	549,8	559,1	549,8
x3	117,8	-2,8	-22,6	-2,8	117,8	452,9	668,4	452,9
x	1293,1	1265,2	1253,4	1265,2	1293,1	1320,4	1331,5	1320,4
Erro 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Soma Vetorial dos Erros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

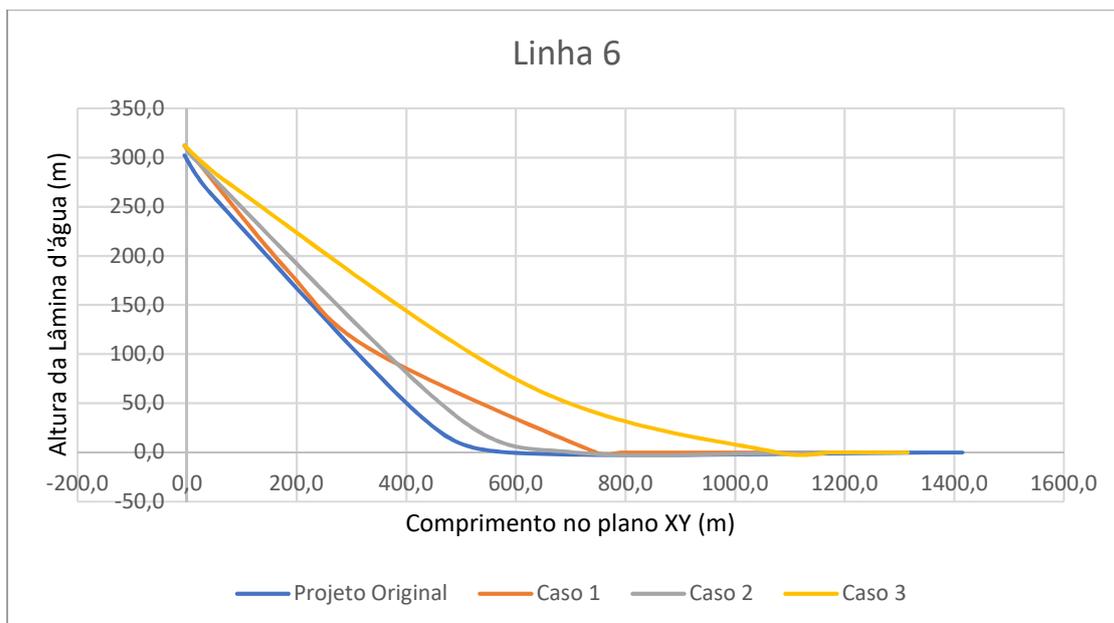
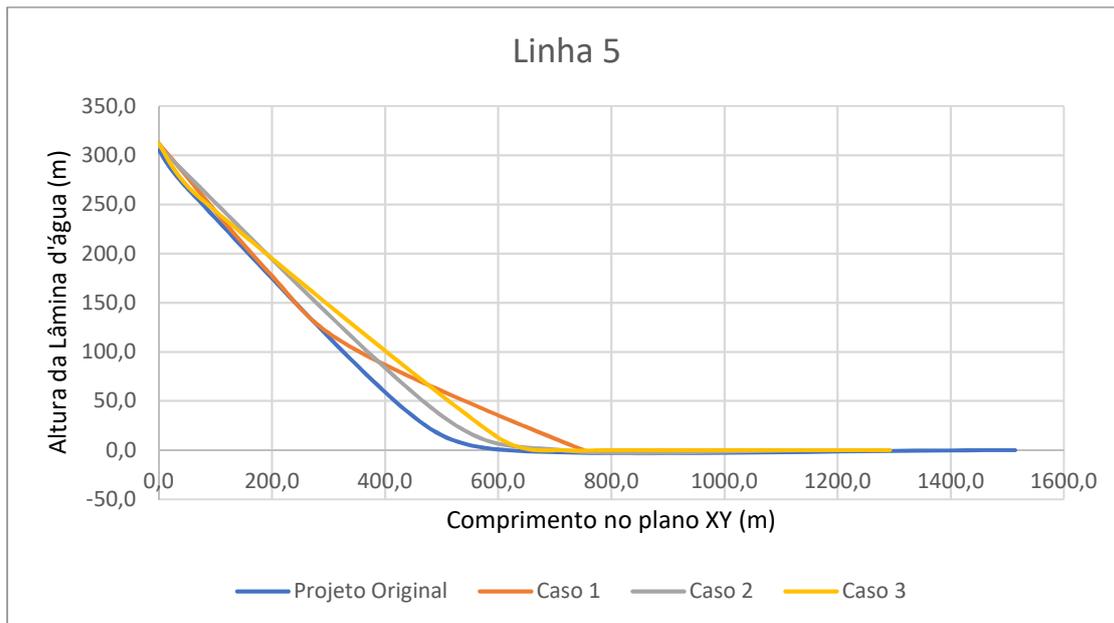
CUSTO TOTAL POR LINHA (USD)

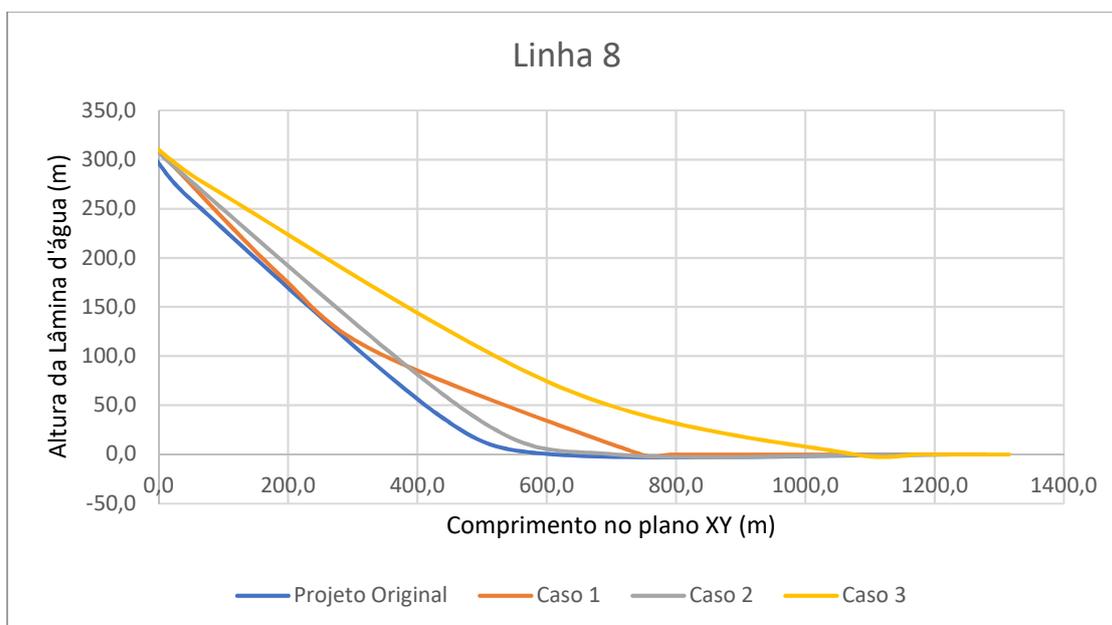
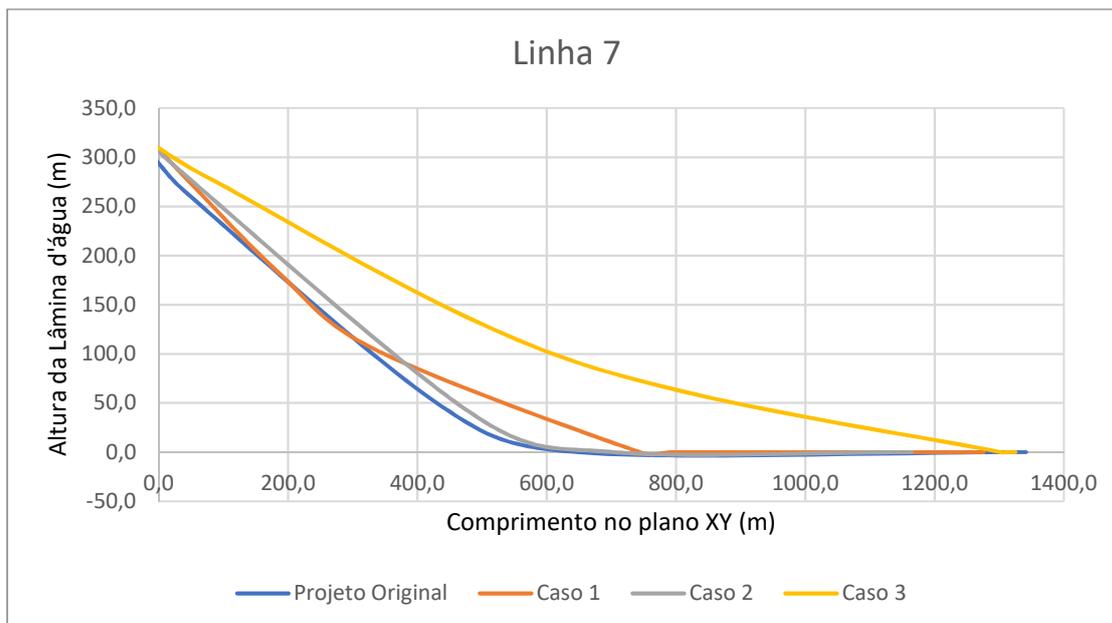
Linha	1	2	3	4	5	6	7	8
Amarra	24.198,6	24.198,6	24.198,6	24.198,6	24.198,6	24.198,6	24.198,6	24.198,6
Cabo de Aço	53.767,7	53.767,7	53.767,7	53.767,7	53.767,7	53.767,7	53.767,7	53.767,7
Amarra	109.601,7	109.601,7	109.601,7	109.601,7	109.601,7	109.601,7	109.601,7	109.601,7
Total correspondente por linha (USD)	187.567,9	187.567,9	187.567,9	187.567,9	187.567,9	187.567,9	187.567,9	187.567,9
TOTAL (USD)	1.500.543,50							

APÊNDICE H – REPRESENTAÇÃO DE TODAS AS LINHAS DE ANCORAGEM COMPARANDO O PROJETO ORIGINAL COM OS 3 CASOS









APÊNDICE I – COMPARATIVO DOS RESULTADOS DOS CASOS 1, 2, 3 E PROJETO ORIGINAL

Raio de Ancoragem (m)		
Caso 1	Caso 2	Caso 3
1283	1180	1300
Comprimento da amarra de topo (m)		
Caso 1	Caso 2	Caso 3
229	20	86
Comprimento do trecho intermediário (m)		
Caso 1	Caso 2	Caso 3
171	547	585
Comprimento da amarra de fundo (m)		
Caso 1	Caso 2	Caso 3
955	681	697

Caso Original				
Linha	Raio de Ancoragem (m)	Comprimento da amarra de topo (m)	Comprimento do trecho intermediário (m)	Comprimento da amarra de fundo (m)
1	1345	62	450	910
2	1356	56	450	938
3	1244	43	450	845
4	1217	41	450	811
5	1515	59	450	1085
6	1419	60	450	990
7	1348	61	450	910
8	1279	60	450	845

	Amarra de Topo	Cabo de Aço / Poliéster	Amarra de Fundo	Custo por linha (USD)	CUSTO TOTAL (USD)
Caso 1	45.110,72	1.497.656,52	127.904,27	1.670.671,51	13.365.372,12
Caso 2	14.584,40	51.646,89	91.290,92	157.522,21	1.260.177,71
Caso 3	24.198,57	53.767,70	109.601,66	187.567,94	1.500.543,50
Caso Original	-	-	-	-	1.520.418,10

Caso Original				
Linha	Amarra de Topo	Cabo de Aço	Amarra de Fundo	Custo por linha (USD)
1	22.525,7	23.410,3	144.155,0	190.091,0
2	21.601,8	23.410,3	148.590,6	193.602,7
3	19.463,5	23.410,3	133.858,2	176.732,0
4	19.113,7	23.410,3	128.472,2	170.996,3
5	21.962,4	23.410,3	171.877,2	217.249,9
6	22.166,1	23.410,3	156.828,0	202.404,4
7	22.266,5	23.410,3	144.155,0	189.831,8
8	22.241,4	23.410,3	133.858,2	179.510,0

APÊNDICE J – RESULTADOS DA ANÁLISE DAS LINHAS DO CASO 2 NO ANFLEX

File Help

Lines

Index	Label	Connection	Anchor	Top node	Top pressure (kN/m ²)	Azimuth (deg)	Top angle (deg)	Horizontal projection (m)	Total tension (kN)	Horizontal tension (kN)	Line Type	Elastic deformation
1	L1	FL1		FL1	0.000	90.000	51.610	1172.284	1159.222	908.600	Catenary	Yes
2	L2	FL2		FL2	0.000	45.000	51.610	1172.284	1159.222	908.600	Catenary	Yes
3	L3	FL3		FL3	0.000	0.000	51.610	1172.284	1159.222	908.600	Catenary	Yes
4	L4	FL4		FL4	0.000	-45.000	51.610	1172.284	1159.222	908.600	Catenary	Yes
5	L5	FL5		FL5	0.000	-90.000	51.610	1172.284	1159.222	908.600	Catenary	Yes
6	L6	FL6		FL6	0.000	-135.000	51.610	1172.284	1159.222	908.600	Catenary	Yes
7	L7	FL7		FL7	0.000	-180.000	51.610	1172.284	1159.222	908.600	Catenary	Yes
8	L8	FL8		FL8	0.000	-225.000	51.610	1172.284	1159.222	908.600	Catenary	Yes

Number of Lines: 8

Segments

Index	Length (m)	Number of FE	First FE's length (m)	Last FE's length (m)	Pipe	Soil	Buoy	Tendon	Pipe's internal fluid (kN/m ³)	Carrier's internal fluid (kN/m ³)
1	681.420	176	3.872	3.872	AmarraFundo	-			0.000	0.000
2	546.560	90	6.073	6.073	CaboDeAco	-			0.000	0.000
3	20.000	3	6.667	6.667	AmarraTopo	-			0.000	0.000

Number of Segments: 3